

# **OPERAÇÃO ECONÔMICA NO CURTO PRAZO CONSIDERANDO TÉRMICAS A GÁS NATURAL**

Daniel Vilela Giampietro

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.  
(Orientador)

---

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D. Sc.

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph. D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
DEZEMBRO DE 2007

## **Dedicatória**

Dedico este projeto a minha mãe, Roseli, meu pai, Luis e minha irmã Bárbara que são pessoas que sempre estiveram e estarão ao meu lado nas melhores e piores horas. Com os seus ensinamentos e dedicação, tornei-me acima de tudo uma pessoa sincera, honesta e realizada pessoalmente.

Muito Obrigado!

## **Agradecimentos**

Agradeço inicialmente aos meus familiares pelo apoio, conselhos e formas de motivação através de exemplos próprios de sucessos pessoais e profissionais para atingir os meus objetivos. Em especial: Avó Maria do Carmo, Avô Tãozinho, Tia Rose, Tio Antônio, Tio Alex e os meus primos, Thiago e Marcus.

Não posso deixar de agradecer também aos amigos que estiveram presentes em todas as etapas da minha vida, uma família formada por sonhadores que apesar de toda diversão e descontração, estão destinados a atingir as árduas metas traçadas para o futuro. Meus irmãos: Eduardo Martins, Ervin Cotrik, Diogo Gonçalves, Guilherme e Felipe Fernandes, Rodrigo Diniz, Diego Batalha, Leonardo e Guilherme Puccini, Hugo Andrade, João Luiz Loureiro, Gustavo César, Rafael Melo, Ricardo José, Thiago Rondinelli, Rodrigo e Gustavo Zillig, Fabio Pestana, Thiago Pereira, Bruno Cezario, Rafael Zerbone, Felipe Resende e Deco.

Aos amigos mais novos e não menos importantes, agradeço pela amizade que começou na Universidade e se tornou um grande vínculo através de viagens, diversões e longas conversas sobre os mais diversos assuntos importantes, visando sempre o aprimoramento de idéias e caminhos para cada um atingir sua meta. Foram fundamentais na minha formação: Thiago Messias, Pedro Kastrup, Adriano Carvalho, Victor Peyneau, Leandro Isidoro, Nilo Felipe, Bruno e André Montezano, Rodrigo Aratanha, Daniel Uzeda e Renato Haddad.

Agradeço, finalmente, aos professores que apoiaram atividades extras curriculares e acabaram tornando amigos, Jorge Luiz e Walter Suemitsu. E aos professores que servem como exemplos a seguir pelo conhecimento adquirido e pela capacidade de transmiti-los em aulas, incentivando a busca ao conhecimento e a criação desse projeto. São eles: Carmen Borges, Sandoval Carneiro e Jorge Nemésio.

“Se queres progredir não deve repetir a história, mas fazer uma história nova.  
Para construir uma nova história é preciso trilhar novos caminhos”.

Gandhi

## **Resumo**

No Brasil, os canais de comunicação vêm enfatizando as notícias sobre uma diminuição do fornecimento de gás para o consumo industrial e automotivo através da necessidade do despacho das térmicas a gás natural no sistema.

Sendo assim, este projeto tem a finalidade de desmembrar os fatores que influenciam direta e indiretamente no uso de térmicas a gás na matriz energética e propor uma maior participação da mesma para a crescente necessidade da expansão do sistema elétrico.

O texto analisa a viabilidade do despacho econômico através da inclusão de um cenário com térmicas a gás natural e hidrelétricas, simulando um despacho ótimo de potência conforme o papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O despacho econômico usa o mercado de energia de curto prazo, o mercado spot, onde ocorrem todas as transações de compra e venda de energia elétrica. A programação da geração considera fatores como o custo de geração, capacidade de transmissão, confiabilidade do suprimento e segurança do sistema elétrico.

Visando focar o cenário de térmicas a gás natural, fez-se um estudo prévio sobre o panorama energético atual e suas tendências, avaliação deste combustível e sua participação no modelo de geração elétrica.

# Sumário

<u>Capítulo 1 – Introdução</u> .....	1
<u>1.2 - Motivação</u> .....	3
<u>1.3 - Objetivo</u> .....	3
<u>1.4 – Visão geral do texto</u> .....	4
<u>Capítulo 2 – Geração a Gás Natural</u> .....	5
<u>2.1 – Panorama Energético Brasileiro</u> .....	5
<u>2.2 – Gás Natural – O Combustível</u> .....	9
<u>2.2.1 – Aspectos gerais</u> .....	9
<u>2.2.2 – Vantagens</u> .....	15
<u>2.2.3 – Projeções do Gás Natural</u> .....	17
<u>2.3 – Gás Natural – Geração Elétrica</u> .....	19
<u>2.3.1 – Geradores e tipos de ciclos</u> .....	21
<u>Capítulo 3 – Operação Econômica no Curto Prazo</u> .....	26
<u>3.1 – Introdução</u> .....	26
<u>3.2 – Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)</u> .....	26
<u>3.3 – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE</u> .....	27
<u>3.4 – Modelo Matemático – Despacho Ótimo</u> .....	29
<u>3.4.1 – Função Custo</u> .....	31
<u>3.4.2 – Restrições</u> .....	32
<u>3.4.3 – Custo Marginal</u> .....	33
<u>3.5 – Representação das Usinas</u> .....	34
<u>3.5.1 – Operação de Sistemas Térmicos</u> .....	34
<u>3.5.2 – Sistemas Hidrotérmicos</u> .....	36
<u>3.5.2.1 – Custo Imediato e Futuro</u> .....	38
<u>3.5.2.2 – Formulação do Despacho para uma Etapa</u> .....	39
<u>3.6 – Programação Linear</u> .....	42
<u>3.6.1 – Introdução</u> .....	42
<u>3.6.2 – Forma Padrão de um PPL</u> .....	43
<u>3.6.3 – Forma Canônica de um Problema de Programação Linear</u> .....	45
<u>3.6.4 – Método Simplex</u> .....	46
<u>3.6.4.1 – Método Simplex (Fase 1)</u> .....	49
<u>3.6.5 – Método Simplex Revisado</u> .....	52
<u>3.7 – Simulador PowerWorld</u> .....	55
<u>Capítulo 4 – Estudo de Caso</u> .....	58
<u>4.1 – Introdução</u> .....	58
<u>4.2 – Geradores</u> .....	59
<u>4.3 – Linhas de Transmissão e Transformadores</u> .....	63
<u>4.4 – Cargas</u> .....	63
<u>4.5 – Resultados</u> .....	64

<u>4.5.1 – Sistema 1</u> .....	65
<u>4.5.2 – Sistema 2</u> .....	70
<u>4.5.3 – Sistema 3</u> .....	72
<u>Capítulo 5 – Conclusão</u> .....	76
<u>Referências Bibliográficas</u> .....	78

## Índice de figuras

Figura 1 – Ciclo Simples.....	22
Figura 2 – Ciclo Combinado.....	22
Figura 3 – Turbina Frame Heavy Duty.....	23
Figura 4 – Aspectos construtivos de um gerador térmico da GE.....	24
Figura 5 – Princípio de funcionamento de uma máquina síncrona.....	25
Figura 6 – Estratégia de geração dada por uma curva de demanda típica.....	30
Figura 7 – Estratégia de geração dada por uma curva de demanda típica.....	32
Figura 8 –Árvore de decisões dos sistemas hidrotérmicos.....	37
Figura 9 – Uso ótimo de energia.....	39
Figura 10 – Balanço Hídrico.....	41
Figura 11 – Diagrama Unifilar do Caso Estudado.....	58
Figura 12 – Diagrama Unifilar Carga Leve.....	65
Figura 13 – Diagrama Unifilar Carga Média.....	67
Figura 14 – Diagrama Unifilar Carga Pesada.....	68
Figura 12 – Diagrama Unifilar Sistema 2.....	70
Figura 13 – Diagrama Unifilar Sistema 3.....	72
Figura 14 – Diagrama Unifilar Sistema 3 sem restrição de carregamento.....	74

## Índice de tabelas

Tabela 1 – Principais indicadores e resultados da economia, população e consumo de energia elétrica, no Brasil.....	6
Tabela 2 – Parque gerador existente em dez de 2006.....	7
Tabela 3 – Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural.....	18
Tabela 4 – Térmicas a Gás Natural em julho de 2007.....	19
Tabela 5 – Custo de Gás Natural.....	60
Tabela 6 – Rendimento pelo preço equivalente.....	61
Tabela 7 – Parâmetros da função custo.....	61
Tabela 8 – Parâmetros da função custo.....	62
Tabela 9 – Parâmetros da função custo.....	62
Tabela 10 – Parâmetros das Linhas de Transmissão e Transformadores.....	63
Tabela 11 – Cenários de Carga.....	64
Tabela 12 – Resultados dos Geradores.....	65
Tabela 13 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores.....	66
Tabela 14 – Resultados dos Geradores.....	67
Tabela 15 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores.....	67
Tabela 16 – Resultados dos Geradores.....	68
Tabela 17 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores.....	68
Tabela 18 – Resultados dos Geradores.....	71
Tabela 19 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores.....	71
Tabela 20 – Resultados dos Geradores.....	72
Tabela 21 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores.....	73
Tabela 22 – Resultados dos Geradores.....	74

## Índice de gráficos

Gráfico 1 – Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica em 2006.....	7
Gráfico 2 – Estrutura do Consumo de Gás Natural Brasileiro.....	10

## **Siglas, símbolos e unidades utilizadas.**

MME – Ministério de Minas e Energia

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

GN – Gás Natural

PCH – Pequenas Centrais Hidroelétricas

GNL – Gás Natural Liquefeito

ANP – Agência Nacional do Petróleo

BEN – Balanço Energético Nacional

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

TWh – Tera Watt-hora

SIN – Sistema Interligado Nacional

FCF – Função Custo Futuro

O&M – Operação e Manutenção

## Capítulo 1 – Introdução

A indústria de eletricidade brasileira vem passando por um processo de reestruturação do seu parque de geração. Apesar de passada a crise econômica brasileira, o setor elétrico vem sendo questionado quanto a sua expansão tendo em vista que a demanda de energia elétrica vem crescendo, não apenas em função do crescimento da economia, como também da melhora da renda nacional, aumento populacional, grandes projetos industriais, investimentos estrangeiros, condições climáticas em fase de mudança e etc.

A trajetória econômica que vem sendo considerada para estudos de planejamento é a de referência, que se baseia em uma taxa média de 5,1% ao ano de crescimento do consumo de energia elétrica, até 2015. Essa trajetória de consumo se dá através da trajetória do crescimento esperado da renda nacional de 4,2% ao ano, resultando em estudos de mudanças estruturais [1].

O novo modelo do setor elétrico tem como objetivo introduzir a competição entre parques geradores, garantindo a confiabilidade e a segurança da continuidade de suprimento. No Brasil, a matriz energética tem como principal fonte de geração elétrica as hidrelétricas, cerca de 75,9% em 2006, fazendo com que em períodos úmidos o preço da eletricidade seja bem baixo e em períodos de secas, esse valor pode chegar a 3200 R\$/MWh[2], isso significa um aumento de mais ou menos 20 vezes do valor que é normalmente comercializado.

Desta forma, o Brasil fica muito dependente das condições climáticas nos reservatórios pela constante mudança do clima no planeta. Além disso, o potencial hídrico para a exploração de novas centrais hidrelétricas está escasso próximo dos

principais centros de cargas, além da dificuldade de se conseguir licenças ambientais para a construção das mesmas.

Estudos realizados [2] indicam que o Brasil deve acrescentar em sua matriz energética 3000 MW por ano de energia térmica, pelos próximos oito anos. Os investimentos estimados necessários para a expansão da geração são de R\$ 75 bilhões, dos quais R\$ 60 bilhões referentes a usinas hidroelétricas (PCH na maioria) e R\$ 15 bilhões em unidades térmicas (principalmente térmicas a gás natural).

As térmicas a gás natural ocupam o terceiro lugar na matriz energética próximo a térmicas a biomassa (lenha, bagaço-de-cana, lixo e outras recuperações), esta proporção significa 4% da oferta de energia elétrica brasileira, desconsiderando autoprodução clássica.

O investimento em termoelétricas a gás natural vem sendo incentivado através de estudos de necessidade de expansão em curto prazo da oferta de energia[1,2]. Para isso, é levado em consideração o domínio da captura do dióxido de carbono e da poluição, geração distribuída e rapidez na construção desses parques geradores, já que leva de um a dois anos contra quatro a cinco anos das hidrelétricas, sem considerar o tempo para se conseguir a licença ambiental.

Um dos componentes básicos dos sistemas reestruturados é o mercado de energia de curto prazo, o mercado spot, onde ocorrem todas as transações de compra e venda de energia elétrica. O mercado de curto prazo é caracterizado pela programação da geração em horizontes de curto tempo como diárias, horárias ou instantâneas e tem como fatores o custo de geração, capacidade de transmissão, confiabilidade do suprimento e segurança.

Neste mercado, geradores recebem um montante (\$) igual à quantidade produzida / consumida (MWh) multiplicado pelo preço da energia no mercado de curto

prazo, também conhecido como preço spot (\$/MWh). Para avaliar este mercado é necessário avaliar os níveis dos reservatórios e o valor do combustível das térmicas no momento do despacho da potência. É neste contexto que este estudo se insere.

## **1.2 - Motivação**

Atualmente os canais de comunicação vêm enfatizando as notícias sobre uma diminuição do fornecimento de gás para o consumo industrial e automotivo através da justificativa de que o Operador Nacional do Sistema Elétrico observou a necessidade do despacho das térmicas a gás natural no sistema ocasionado pelo período de estiagem que o país está passando.

Sendo assim, a motivação para este projeto é possibilitar um estudo mais apurado sobre a situação atual do Brasil, dando ênfase sobre as térmicas a gás natural e a forma em que o Operador Nacional do Sistema Elétrico programa o despacho dos parques geradores em curto prazo.

## **1.3 - Objetivo**

A intenção desse projeto é estudar tanto operacionalmente como economicamente o suprimento da carga de um sistema usando os parâmetros e custos operacionais das térmicas a gás natural no cenário atual. Tem também como a finalidade desmembrar os fatores que influenciam direta e indiretamente o uso de térmicas a gás na matriz energética e propor uma maior participação para a crescente necessidade da expansão do sistema elétrico.

O texto analisa a viabilidade do despacho econômico através da inclusão de um cenário com térmicas a gás natural e hidrelétricas, simulando a programação feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico em um horizonte de curto prazo, instantâneo.

Visando focar o cenário de térmicas a gás natural, fez-se um estudo prévio sobre o panorama energético atual e suas tendências, avaliação deste combustível e o modelo de geração termelétrica.

#### **1.4 – Visão geral do texto**

No segundo capítulo será feito um estudo sobre o atual cenário e projeções do panorama energético brasileiro e a situação do combustível que é o principal fator da viabilização ou não das térmicas a gás natural. Outro aspecto estudado foi sobre a termelétricidade a gás natural, mostrando as características de geração como turbinas e tipos de ciclos (combinado e simples).

No capítulo três será apresentado o modelo matemático para o despacho econômico das usinas térmicas e hidrelétricas, assim como o método de solução usado no programa *PowerWorld* (Programação Linear).

Já no quarto capítulo será apresentado um estudo de caso através de um exemplo contido no *PowerWorld* de nove barras e três geradores. O caso estudará um sistema com diferentes tipos de geração e com restrições de transmissão e geração, possibilitando analisar o papel das térmicas a gás natural quando submetidos ao despacho econômico ótimo.

Finalmente no capítulo cinco, serão apresentadas as conclusões dos estudos realizados.

## **Capítulo 2 – Geração a Gás Natural**

### **2.1 – Panorama Energético Brasileiro**

Com a crescente preocupação com a questão energética, principalmente após a crise do petróleo, na década de 70, vários foram os estudos feitos nas mais diversas áreas do conhecimento científico almejando contornar a dependência extrema da energia obtida através dos derivados do petróleo. Alguns países, como o Brasil, têm buscado desde então, com mais afinco, diversificar sua matriz energética tanto na produção de eletricidade, utilizando-se principalmente termelétricas a gás ou nucleares, quanto no uso industrial e em transportes.

A percepção de que as fontes de origem fóssil são inesgotáveis, agora aceita como sendo uma inverdade, também contribuiu para o estímulo à pesquisa e o desenvolvimento de estudos, políticas e ações práticas procurando equilibrar a exploração, a sustentabilidade e a rentabilidade na exploração das bases energéticas.

Entretanto, a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são submetidos a questões políticas, sociais e geográficas de modo que nem toda a população aproveita da mesma forma os benefícios proporcionados pela energia elétrica e há, ainda nos dias de hoje, comunidades isoladas do sistema brasileiro interligado de transmissão de energia.

Atualmente a expansão da geração de eletricidade brasileira vem passando por um processo de reestruturação. A demanda de energia elétrica é crescente, não apenas em função do crescimento da economia de 2,9% em 2006 (abaixo do esperado), como também da melhora da renda nacional, crescimento populacional de 1,4%, grandes projetos industriais, investimentos estrangeiros, condições climáticas em fase de

mudança e etc. A tabela 1[3] demonstra o aumento do consumo e da geração de energia elétrica, que estão acima do crescimento da nação em de 2006.

Tabela 1 – Principais indicadores e resultados da economia, população e consumo de energia elétrica no Brasil.

<b>Principais Parâmetros</b>	<b>Unidades</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>Δ% 06/05</b>
Produção de Petróleo	10 <sup>3</sup> bbl/dia	1.712,60	1.809,10	5,6%
Produção de Gás Natural	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	48,50	48,50	0,0%
Geração de Energia Elétrica	TWh	402,90	421,00	4,5%
Consumo de Derivados de Petróleo	10 <sup>3</sup> bbl/dia	1.701,00	1.733,20	1,9%
Consumo de Energia Elétrica	TWh	376,10	390,00	3,7%
Oferta Interna de Energia	10 <sup>6</sup> tep	218,70	226,10	3,4%
Oferta interna de Energia Elétrica	TWh	442,00	461,50	4,4%
População	10 <sup>6</sup> hab	184,20	186,80	1,4%
PIB [2006]	10 <sup>6</sup> US\$	795,90	818,80	2,9%

O Brasil tem como característica uma maior participação da hidroeletricidade em sua matriz energética, cerca de 75,9% para suprir sua demanda energética [3]. No entanto, será difícil manter esse predomínio das fontes geradoras de base hídrica. Novos empreendimentos hidrelétricos só poderiam ser encontrados distantes dos centros de carga e em locais com grande impacto ambiental, dificultando a aquisição da licença ambiental necessária.

Atualmente a geração termelétrica tem um papel secundário no fornecimento de energia elétrica e sua principal fonte de queima de combustível é o gás natural, cerca de 10%, quando incluso a cogeração, autoprodução e geração de emergência. A tabela 2 [4], apresenta a diversificação do parque gerador no Brasil e o gráfico 1 [3], mostra uma melhor visualização da oferta interna de energia não considerando a autoprodução.

Tabela 2 – Parque gerador existente em dez de 2006 (com autoprodução).

<b>Empreendimentos em Operação</b>							
	Tipo	Capacidade Instalada			Total		
		Nº de Usinas	(MW)	%	Nº de Usinas	(MW)	%
<b>Hydro</b>		638	74.017	71	638	74.017	71
<b>Gás</b>	Natural	74	9.860	9	101	10.798	10
	Processo	27	939	1			
<b>Petróleo</b>	Óleo Diesel	546	3.057	3	566	4.464	4
	Óleo Residual	20	1.408	1			
<b>Biomassa</b>	Bagaço de Cana	226	2.677	3	269	3.713	4
	Licor Negro	13	785	1			
	Madeira	26	224	0			
	Biogás	2	20	0			
	Casa de Arroz	2	6	0			
<b>Nuclear</b>		2	2.007	2	2	2.007	2
<b>Carvão Mineral</b>		7	1.415	1	7	1.415	1
<b>Eólica</b>		15	237	0	15	237	0
<b>Importação</b>	Paraguai		5.650	5		8.170	8
	Argentina		2.250	2			
	Venezuela		200	0			
	Uruguai		70	0			
<b>Total</b>		<b>1.598</b>	<b>104.822</b>	<b>100</b>	<b>1.598</b>	<b>104.821</b>	<b>100</b>

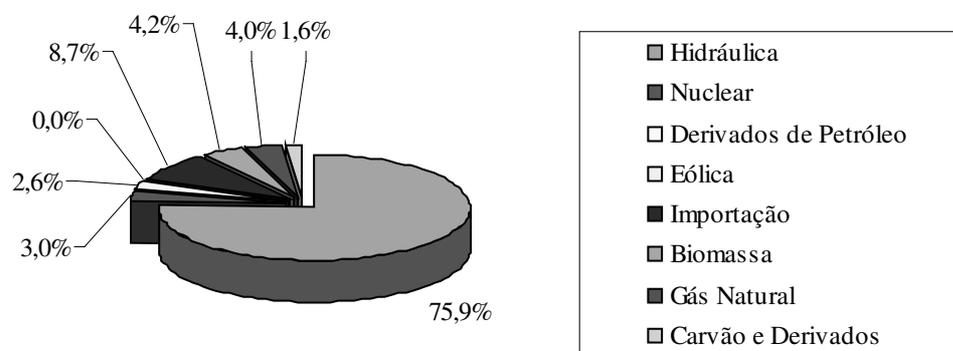


Gráfico 1 – Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica em 2006 (sem autoprodução).

O gás natural é o energético que vem apresentando as maiores taxas de crescimento na matriz energética, tendo mais que dobrado a sua participação na oferta interna de energia no Brasil nos últimos anos, passando de 3,7% em 1998 para 9,6% em 2006. Já a produção de gás natural em 2006 não se alterou em relação a 2005 e sua importação cresceu 8,8% [8]. No mundo, a participação do gás natural na matriz energética é de cerca de 20,9% e a participação do petróleo e seus derivados teve uma

queda de aproximadamente 9% tanto no Brasil como no mundo, que teve como principal fator o elevado custo do barril de petróleo[3].

A reestruturação do parque gerador tem como intuito suprir o aumento contínuo da demanda de carga, que atualmente é mais elevado que o investimento feito na expansão da oferta de energia elétrica brasileira. Além disso, um sistema de energia elétrica com um suprimento mais equilibrado entre hidro e termoeletricidade concederia mais robustez ao sistema e confiabilidade no atendimento da demanda nos horários de ponta e inclusive na parte média da curva de carga.

O planejamento da expansão tem como cenários valores estimados acima do obtido em 2006. As trajetórias estudadas são de crescimento alto, baixo ou de referência que têm como expectativa de crescimento do PIB, no período de 2006 a 2015, de 4,5; 3,0 e 4,0%, respectivamente[1].

A projeção do mercado de energia elétrica corresponde à trajetória econômica de referência, denominado mercado de referência, que servirá de base para o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro até 2015. Neste cenário, o consumo de energia aumenta em uma taxa de aproximadamente 5% ao ano, chegando a 566,8 TWh de energia consumida em 2015, excluindo a autoprodução clássica [1].

O aumento desse consumo tem como principais impulsionadores os consumidores residenciais, com uma variação média de 5,8% ao ano e os consumidores comerciais, variando cerca de 6,7% ao ano. O crescimento do consumo residencial se dá pelo aumento do número de consumidores (2,7% ao ano) e um aumento do consumo individual (2,8% ao ano) [1]. O resultado do consumo comercial sinaliza a perspectiva de manutenção da tendência de expansão, fortalecimento e terceirização da economia.

Desta forma, estudos de planejamento energético vem sendo feito para aumentar a oferta e a diversificação de geração de energia elétrica para suprir a demanda e atender

o critério de segurança estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética, em que o risco anual de déficit não supere 5% em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica com igualdade do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão [1].

Com o aumento da oferta futura, principalmente por térmicas a gás natural, necessita-se de estudos sobre o comportamento das mesmas no período atual, levando em consideração o papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que tem como uma das funções o despacho dos parques geradores a curto prazo. Sendo assim, o estudo que se segue apresentará as características das térmicas a gás natural e como se comporta atualmente no sistema interligado brasileiro.

## **2.2 – Gás Natural – O Combustível**

### **2.2.1 – Aspectos gerais**

No final dos anos 80 o consumo de energia no mundo ainda estava muito concentrado no petróleo e no carvão. Mas o uso de gás natural já se mostrava como uma tendência robusta e competitiva.

Conforme [5], no período 1964-2006, a produção de gás natural cresceu 11,4% ao ano, em média, tendo ocorrido um grande salto na década de 1980, principalmente em decorrência do início de operação das jazidas da Bacia de Campos. Apesar disso, a produção de gás natural no Brasil, em 2006, não se alterou em relação a 2005 e sua importação cresceu 8,8% [8].

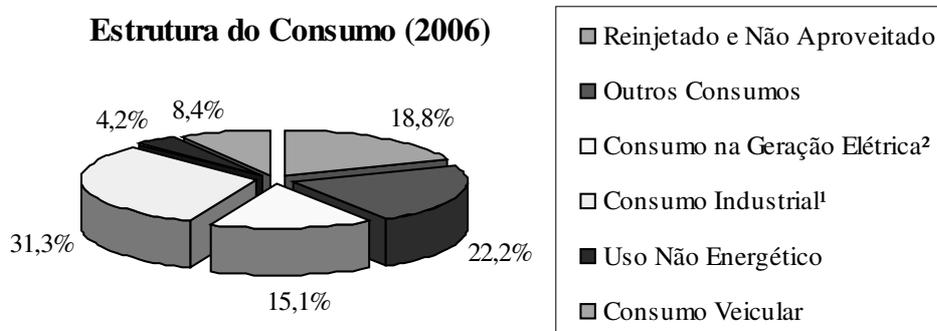
O gás natural é produzido, muitas vezes juntamente com o petróleo, através da extração nas bacias sedimentares da crosta terrestre. Ao chegar à superfície ele é tratado para remoção de impurezas, como água e outros gases.

É importante observar que o volume de gás natural produzido não é disponibilizado em sua totalidade, uma vez que parte do seu volume extraído é destinado a:

- Consumo próprio – parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;
- Queima e perda – parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;
- Reinjeção – parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios;
- LGN – parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento;

O consumo de gás natural no país tem se expandido rapidamente nos últimos anos. Como consequência, o crescimento da demanda industrial, em que o gás substitui preferencialmente o óleo combustível, o uso do gás natural veicular, em substituição à gasolina e ao diesel, e a expansão do parque termoeletrico (segundo [4], já há em operação no Brasil cerca de 11000 MW de plantas de geração a gás natural, incluindo autoprodução e cogeração) levaram a uma situação de preocupação quanto à oferta futura de gás.

O gráfico 2 [4], demonstra a estrutura de consumo de gás atual brasileira.



<sup>1</sup>Setor industrial inclui o consumo em refinarias e na exploração e produção do petróleo.

<sup>2</sup>Geração de energia elétrica em centrais elétricas de serviço público e em centrais autoprodutoras

Gráfico 2 – Estrutura do Consumo de Gás Natural Brasileiro.

O GN apresenta uma vantagem ambiental significativa quando visto em relação à redução nas emissões de CO<sub>2</sub> (cerca de 20 a 25% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como carvão). Além disso, a utilização do gás em equipamentos adaptados e adequados para sua queima também elimina a emissão de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, enquanto as emissões de CO e NO<sub>x</sub> podem ser controladas [6].

Apesar das vantagens relativas do gás natural, que serão apresentadas à frente, quando comparado ao petróleo e ao carvão mineral, seu aproveitamento energético também produz impactos indesejáveis ao meio ambiente, principalmente na geração de energia elétrica. Um dos maiores problemas é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água. Neste caso, mais de 90% do uso de água de uma central termoelétrica pode ser destinado ao sistema de resfriamento[6], causando problemas ambientais, principalmente em relação aos recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de efluentes.

O gás natural é visto como uma fonte combustível fóssil abundante e limpa para a geração de energia térmica e elétrica. Atualmente 90 % do seu consumo global é destinado ao uso combustível ou energético e apenas 10 % à produção de amônia ou metanol[6].

A oferta mundial do GN vem crescendo tendo em vista a diversidade de utilização e do aumento das explorações dos poços de petróleo. Suas principais utilizações têm sido como combustível industrial, comercial, residencial, e na recuperação secundária de petróleo em campos petrolíferos, através de sua reinjeção. Também é utilizado como matéria-prima nas indústrias petroquímica (plásticos, tintas,

fibras sintéticas e borracha) e de fertilizantes (uréia, amônia e seus derivados), e para redução do minério de ferro na indústria siderúrgica.

A utilização direta como combustível ou para geração de energia elétrica exige uma infra-estrutura local de distribuição até o consumidor final, seja em redes de gasodutos ou transportado na forma de gás natural liquefeito (GNL).

Apesar do aumento da oferta de gás natural, os produtores encontram problemas ocasionados pela prospecção em campos de produção distantes dos mercados consumidores de combustíveis e uma dependência elevada de reservas de países vizinhos.

A transmissão de gás natural e a infra-estrutura para o transporte por longas distâncias através de gasodutos de alta pressão ou na forma de GNL é consideravelmente cara, influenciando no aumento de preço do combustível desses campos remotos proporcionado pelos elevados custos de transporte.

Entende-se por infra-estrutura de transporte de gás natural a rede de gasodutos que transporta o gás natural seco até os pontos de entrega às distribuidoras estaduais. Esta infra-estrutura no Brasil, de acordo com [5], é composta por uma malha que escoar gás natural de origem nacional e outra que escoar produto importado, totalizando 5.433,2 km de rede e capacidade de transporte de 71,5 milhões de m<sup>3</sup>/d, dos quais 45,9% são operados pela Petrobras/Transpetro.

Plantas elétricas e algumas indústrias podem utilizar o gás natural diretamente captado dos gasodutos. Residências e pequenas indústrias adquirem o gás de empresas distribuidoras. As empresas distribuidoras adicionam substância odorante ao gás por medida de segurança, para facilitar a identificação de vazamentos.

Os processos de conversão e compressão do gás natural o transformam em combustíveis facilmente transportáveis em tanques, amenizando o problema do

transporte de gás através de transporte em estado líquido, elevando o seu valor agregado. Isto ameniza as restrições de elevados custos de construção de gasodutos e restrição de acesso aos mercados distantes. Além disso, podem ser usados para suprir mercados locais limitados ou para justificar um projeto de exploração onde não exista mercado próximo ou o GNL não seja viável, além de possibilitar importação de outros mercados para atender a demanda.

Sendo assim, projetos de térmicas a gás natural não dependem de circunstâncias de mercados locais ou proximidade de gasodutos, no entanto, o valor agregado deste combustível seria elevado neste caso. Atualmente não há gás suficiente para abastecer todas as térmicas do país. Apenas aquelas que fazem parte do termo de compromisso assinado entre Aneel e Petrobrás, em 2007, terão gás suficiente para gerar energia [26].

Apesar do problema de abastecimento de gás, conforme em [5], quando o período de 1964 e 2006 é analisado, as reservas de gás natural cresceram a uma taxa média de 7,5% ao ano. Este crescimento está relacionado principalmente às descobertas decorrentes do esforço contínuo do país para diminuir o grau de dependência do petróleo. As principais descobertas ocorreram na Bacia de Campos, bem como na Bacia do Solimões.

No Brasil considerava-se que as reservas nacionais de gás eram pouco expressivas para atender ao mercado potencial desse energético, especialmente considerando o uso na geração de energia elétrica. Nesse contexto, a importação de gás da Bolívia reverteu as expectativas.

Diante da necessidade de absorver imediatamente grandes quantidades de gás boliviano e considerando as vantagens da geração termelétrica a gás, propôs-se que metade do volume de gás importado do país vizinho fosse destinada à geração de energia elétrica, embora na concepção original do projeto de importação se considerasse

sua viabilização por meio dos mercados industriais. Em adição, a crise de abastecimento de energia elétrica em 2001 estimulou a busca de soluções rápidas para expansão do parque gerador, gerando incentivos adicionais à expansão de plantas termelétricas baseadas na queimas de gás natural.

Além do Brasil ter sofrido um corte elevado no suprimento de gás vindo da Bolívia, diminuindo a oferta no mercado, a demanda pelo consumo do combustível vem crescendo, necessitando de projetos para o aumento do suprimento. Desses projetos destacam-se os empreendimentos integrantes do Projeto Malhas e a expansão de capacidade do Gasoduto Bolívia – Brasil.

O Projeto Malhas, modelagem de negócio proposta pela Petrobras para a expansão do sistema de transporte de gás natural atualmente operado pela Transpetro, tem como objetivo permitir a ampliação das malhas de gasodutos do Nordeste e do Sudeste do País, uma vez que coube à Petrobras, por decisão de Governo, garantir o suprimento de gás natural para as usinas inseridas no Programa, por prazo de até 20 anos.

Com isso, o aumento da infra-estrutura de transporte do energético no país deverá estar entrando em operação até 2010. Além disto, iniciou-se no país uma política de importação de GNL a partir de 2008 para suprir o consumo imediato.

Para a viabilização dos custos referentes aos projetos, necessita-se analisar as vantagens provenientes do gás natural.

## 2.2.2 – Vantagens

As vantagens encontradas no gás natural, baseadas em [6], são:

### 1) Segurança

O gás natural é a energia mais segura, e os índices de mortes e acidentes são mais baixos que quaisquer outras energias. A indústria de gás é também a menos perigosa, pois não opera sistemas de altas temperaturas (refinarias), os processos de limpeza do gás são simples e sem complexidade e não são aplicadas altas tensões ou correntes elétricas.

As principais características físico-químicas que conferem segurança ao gás natural são: densidade inferior ao do ar atmosférico, não é tóxico, alta temperatura para atingir o limite de inflamabilidade e não é explosivo.

### 2) Qualidade

Como o GN é limpo de impurezas e com baixo índice de compostos sulfurosos, os gases resultantes de sua combustão podem entrar em contato direto com produtos e processos sem contaminá-los e a evacuação dos gases de exaustão pode ser realizada com o máximo aproveitamento do calor sem o risco de formação de ácidos e a conseqüente corrosão dos trocadores de calor e das chaminés.

### 3) Flexibilidade

A combinação do gás natural com o ar atmosférico é a condição suficiente para promover o atendimento energético a qualquer potência, não existindo a necessidade de sistemas auxiliares. A alimentação de gás, via gasoduto ou tanques (pressurizado ou liquefeito), é suficiente para proporcionar o atendimento da demanda energética e oferecer uma ampla faixa de variação de potência com o mesmo equipamento e a mesma qualidade.

Isto confere aos sistemas a gás flexibilidade muito superior de instalação, localização, operação e potência. Um mesmo gasoduto a qualquer pressão, um mesmo tanque criogênico de qualquer capacidade, pode abastecer qualquer consumo e qualquer equipamento diretamente utilizando uma simples válvula redutora de pressão ou um vaporizador.

#### 4) Independência

O gás natural apresenta um grande nível de independência dos espaços, das distâncias, dos meios de transporte e das vulnerabilidades geopolíticas para todas as condições de uso.

Uma canalização de gás natural pode ser aérea (leve) ou enterrada, no fundo do mar, de um lago ou em qualquer rua da cidade e sob qualquer muro de edifício. Nas instalações com tanques de armazenagem estes podem ser enterrados ou alocados sem dificuldades, existindo tanques horizontais e verticais. Neste sentido o gás é independente no espaço, pois não precisa de dutos e é armazenado sem ocupar áreas significativas.

#### 5) Diversificação da Origem

A diversificação das fontes de origem é uma característica especial do gás natural quando comparado a outros energéticos. Enquanto as reservas mundiais de petróleo estão concentradas no Oriente Médio (64 %), o que permite à OPEP controlar os preços. As reservas mundiais de gás natural são mais distribuídas ao redor do mundo.

#### 6) Disponibilidade

Com o crescimento das reservas mundiais de gás natural, verificamos o crescimento acelerado da disponibilidade de gás natural no mundo.

### 7) Discrição

O gás natural é um energético discreto, pois seus sistemas de distribuição e armazenagem são normalmente subterrâneos. Mesmo no consumidor final as canalizações de distribuição são singelas e de baixo diâmetro, podendo inclusive ser subterrânea. A alimentação via rede elimina reservatórios e tanques e, mesmo quando se fazem necessários, podem ser subterrâneos.

### 8) Economicidade

O gás natural é em geral uma energia mais barata porque é um combustível sem mercados cativos, tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda. Além do custo real, o gás natural sempre oferece uma razão preço/qualidade muito inferior à dos outros energéticos, principalmente quanto maior for a qualidade desejada e o valor agregado do produto. Portanto, o gás natural é uma energia necessariamente mais econômica.

### 9) Ecologia

O gás natural está entre os energéticos que tem menor potencialidade para impactar o meio ambiente. Seu estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera sem impregnar organismos minerais, vegetais ou animais. A ausência de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão livre da emissão de  $SO_x$  e com a menor taxa de emissão de  $NO_x$  entre os combustíveis. Como é um combustível no estado gasoso sua combustão se processa da forma mais completa e a emissão de CO é baixíssima.

## **2.2.3 – Projeções do Gás Natural**

Avaliando-se as projeções estabelecidas pela EPE [8], nota-se que a geração de energia elétrica por térmicas a gás natural tende a crescer por volta de 500% até 2030,

impulsionado pelo aumento de consumo de combustível, que será de aproximadamente 464%.

Sendo assim, necessita-se de investimentos elevados para conseguir um equilíbrio entre a oferta e a demanda de GN. A tabela 3 apresenta a projeção para a oferta no mesmo cenário.

Apesar de observar um aumento elevado da produção interna, cerca de 540%, motivado pela prospecção de novas reservas, nota-se também que a importação aumentará 280%. A importação de gás natural suprindo um nível considerado da demanda necessária, proporciona uma vulnerabilidade e uma queda de confiabilidade do suprimento, já que o preço sempre estará vinculado a variação cambial externa, como o dólar nos dias de hoje, e a políticas nacionais de países fornecedores do produto.

Tabela 3 – Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural [8].

<b>Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural (milhões m<sup>3</sup>/ano)</b>				
	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
Produção	48,5	94,2	169,0	251,7
Importação	24,6	47,0	46,9	71,9
Perdas e reingestão	15,7	25,9	40,1	58,6
Consumo total	57,5	115,3	174,9	267,0

No Brasil, a maior parte das térmicas a gás natural está concentrada na região Sudeste (principalmente São Paulo e Rio de Janeiro) e na parte litorânea do país, locais onde se encontram as maiores aglomerações populacionais (centros de cargas). As usinas térmicas vêm sendo contruídas e operadas por grupos de companhias de energia, nacionais e estrangeiras do setor elétrico, conforme a tabela 4 [9].

Tabela 4 – Térmicas a Gás Natural em julho de 2007.

<b>Centrais termelétricas no Brasil em julho de 2007</b>					
<b>Nome da Usina</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>UF</b>	<b>Situação</b>
Camaçari	350	Chesf	Camaçari	BA	Operando
FAFEN	140	Petrobras	Camaçari	BA	Operando
Coteminas	100	Coteminas	São Gonçalo	RN	Operando
Termo Ceará	200	Petrobras	Caucaia	CE	Operando
Modula de Campo Grande	206	Tractebel	Campo Grande	MS	Operando
Ibiritermo	230	Petrobras	Ibirité	MG	Operando
Leonel Brizola	800	Petrobras	Duque de Caxias	RJ	Operando
Termomacaé	930	Petrobras	Macaé	RJ	Operando
Araucária	484	Petrobras	Araucária	PR	Operando
Termocanoas	160	Petrobras	Canoas	RS	Operando
Termofortaleza	164	Neoenergia	Pecém	CE	Operando
Termo açu	348	Petrobras	Alto do Rodrigues	RN	Operando
Celso Grutado	190	Petrobras	São Francisco do Conde	BA	Operando
Norte Fluminense	870	Petrobras e EDF	Macaé	RJ	Operando
Juiz de Fora	90	Cataguazes-Leopoldina	Juiz de Fora	MG	Operando
Três Lagoas	260	Petrobras	Três Lagoas	MS	Operando
Barbosa Lima Sobrinho	380	Petrobras	Seropédica	RJ	Operando
Nova Piratininga	400	Petrobras	São Paulo	SP	Operando
AES Uruguaiana	640	AES	Uruguaiana	RS	Operando
Termelétrica Mário Covas	240	Ashmore	Cuiabá	MT	Operando
Termopernambuco	540	Neoenergia	Ipojuca	PE	Operando
Termopantanal	44	MPX	Corumbá	MS	Em estudo
Santa Cruz	770	Furnas	Rio de Janeiro	RJ	Em construção
Euzébio Rocha	250	Petrobras	Cubatão	SP	Em construção
DSG Paulínia	492	D.S.G Mineração Ltda.	Mogi Guaçu	SP	Em estudo
DSG Mogi Mirim	985	D.S.G Mineração Ltda.	Mogi Guaçu	SP	Em estudo

### 2.3 – Gás Natural – Geração Elétrica

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente. Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico.

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, na medida em que o gás natural surge como uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países.

Com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do Brasil e a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, o gás natural tornou-se uma alternativa importante para a necessária expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

Como indicado na tabela 2, em dezembro de 2006 a capacidade instalada de termelétrica a gás natural era de aproximadamente 11.000 MW e representava 10% da capacidade total instalada, mostrando a importância da geração com este tipo de combustível na matriz energética brasileira. Esta parcela é referente à produção de energia elétrica em centrais elétricas públicas e em centrais elétricas autoprodutoras.

O crescimento da termogeração a gás natural trouxe benefícios importantes ao sistema elétrico do país, aumentando as garantias do sistema gerando eletricidade quando há poucos riscos de geração hidrelétrica futura, quanto em termos de estabilidade do sistema elétrico, pois as termelétricas a gás natural podem ser instaladas próximas ou nos centros de carga, onde podem atuar na estabilização dos níveis de tensão e com um menor custo de geração.

Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de concretização do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais.

### 2.3.1 – Geradores e tipos de ciclos

Entende-se por geradores térmicos todos aqueles geradores que utilizam processos que envolvem o aquecimento de uma substância que funciona como um meio de transferência de energia ou a partir de processos que funcionam como a queima direta de um determinado combustível, para que este gire uma turbina que acoplada mecanicamente a um gerador, gere energia elétrica.

Considerando-se a diversidade de usinas térmicas, encontram-se variadas formas com que se pode aquecer ou queimar e são variadas as substâncias que podem ser aquecidas ou combustíveis que podem ser queimados. Como exemplo [7], temos os geradores nucleares, os geradores movidos a carvão ou a gás natural e os geradores a diesel (ciclo Diesel) ou outro combustível derivado do petróleo (ciclo Otto). As substâncias que podem ser aquecidas normalmente são o ar (turbina a gás – ciclo Brayton) ou a água (turbina a vapor – ciclo de Rankine). Como exemplo de queima de combustíveis se pode citar os mais diversos tipos, desde o diesel e o gás natural ao bagaço de cana, etc.

No entanto, quando enfatizados grandes geradores térmicos, estes geradores, em geral, utilizam o ciclo de Brayton ou o ciclo de Rankine para produzir energia.

Os esquemas abaixo representam uma turbina a gás natural de ciclo simples e ciclo combinado, respectivamente [10].

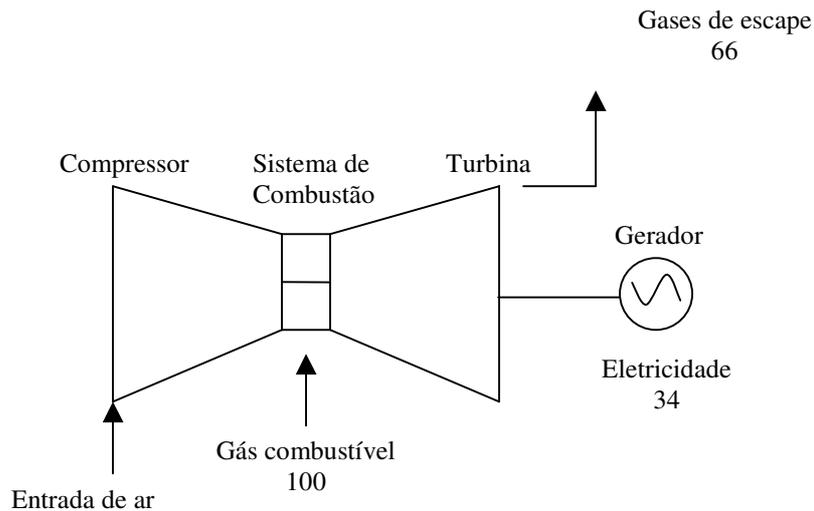


Figura 1 – Ciclo Simples

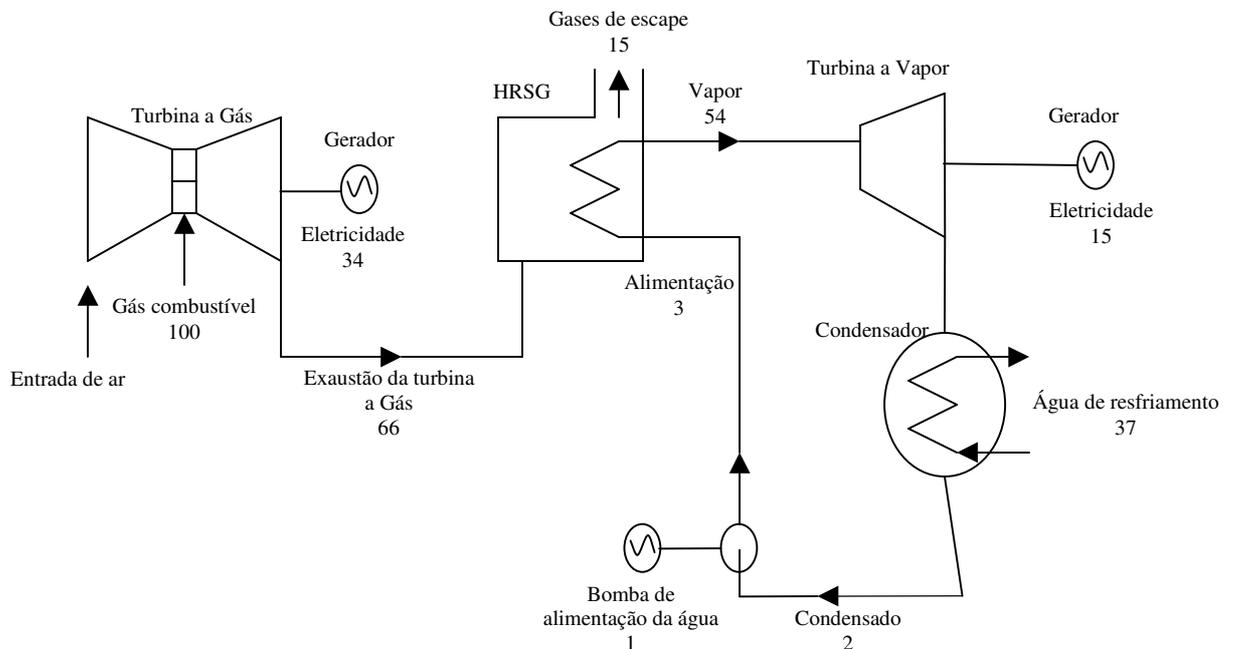


Figura 2 – Ciclo Combinado

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho tem sido prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Visando melhorar o rendimento do processo, aproveitam-se os gases de exaustão através do ciclo combinado, gerando energia adicional através da geração de vapor.

O ciclo combinado de geração envolve turbinas a gás e a vapor. A turbina a gás funciona como o primeiro estágio de geração elétrica. O gás quente rejeitado por este primeiro processo cede calor para a turbina a vapor, esquentando-o no HRSG – Heat Recovery Steam Generator ou o gerador de vapor recuperado (também conhecida como Caldeira de Recuperação). O vapor é injetado na turbina de ciclo de Rankine, melhorando a eficiência do ciclo. A vantagem deste tipo de configuração é que tanto o trabalho quanto o calor rejeitado estão sendo utilizados para a geração de energia elétrica, o que confirma o aumento do rendimento global deste processo. Para efeitos de comparação, uma conversão termelétrica típica tem rendimento da ordem de 36% enquanto que a utilização do ciclo combinado pode levar este valor para cerca de 55% [10].

A figura 3 [11], representa uma turbina tipo Frame Heavy Duty que tem como característica uma grande capacidade de geração de 3MW a 480MW e tem uma eficiência em ciclo simples de 30 a 46%.

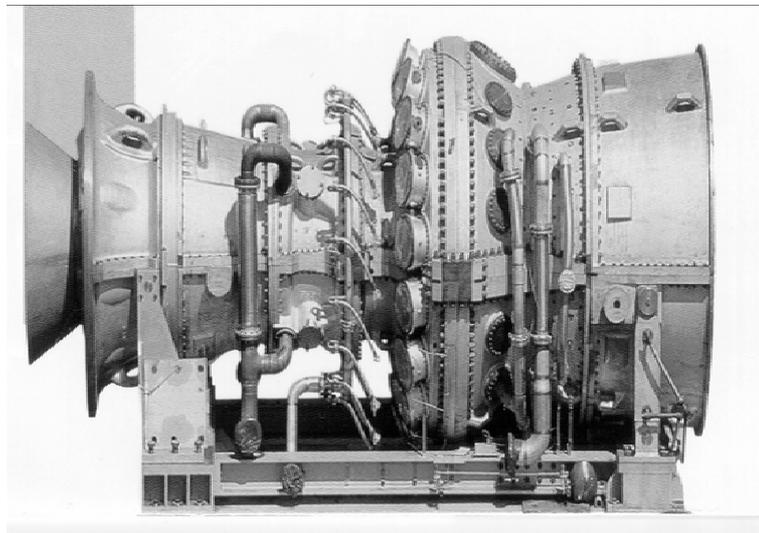


Figura 3 – Turbina Frame Heavy Duty

Os geradores térmicos ou turbo-geradores são, de modo geral, geradores síncronos de rotor cilíndrico e que giram a velocidades mais altas que os geradores hidrelétricos. São máquinas elétricas de poucos pólos (6,4 ou 2 pólos, usualmente) e que

giram a velocidades de 1200, 1800 e 3600 rpm, respectivamente. Por este motivo, são máquinas com o seu comprimento axial bem maior que o seu diâmetro, já que há restrições quanto à resistência dos materiais utilizados na construção de tais máquinas. Outro motivo para este aspecto construtivo é o fato da potência ser proporcional ao volume e, então, única alternativa é o aumento do comprimento axial. Esta forma traz enormes dificuldades construtivas e operacionais para estes tipos de máquinas [10,12].

A figura 4 exemplifica os aspectos construtivos citados.

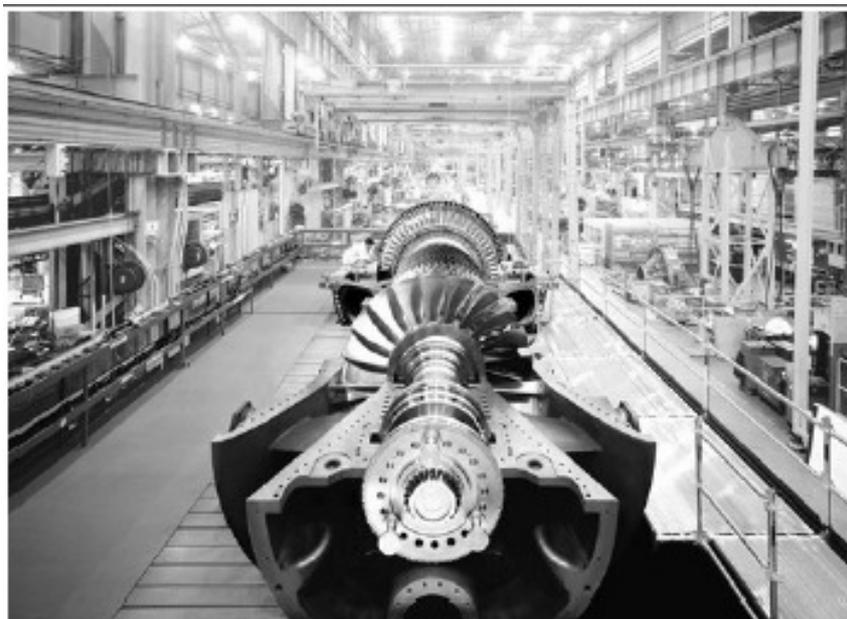


Figura 4 – Aspectos construtivos de um gerador térmico da GE

Os geradores síncronos, ao contrário dos geradores de indução, para produzirem eletricidade precisam de uma excitação em seu rotor. Existem muitas configurações na qual é possível se gerar energia através destas máquinas. Modernamente, uma das principais formas é feita por uma máquina excitatriz CA acoplada a um retificador e em seguida a uma excitatriz principal CC ligada ao eixo da máquina síncrona. A máquina motriz, também conectada ao eixo da máquina síncrona é que faz o rotor girar e permite a indução de corrente no estator de modo que se produz energia elétrica, como na figura 5 [12]:

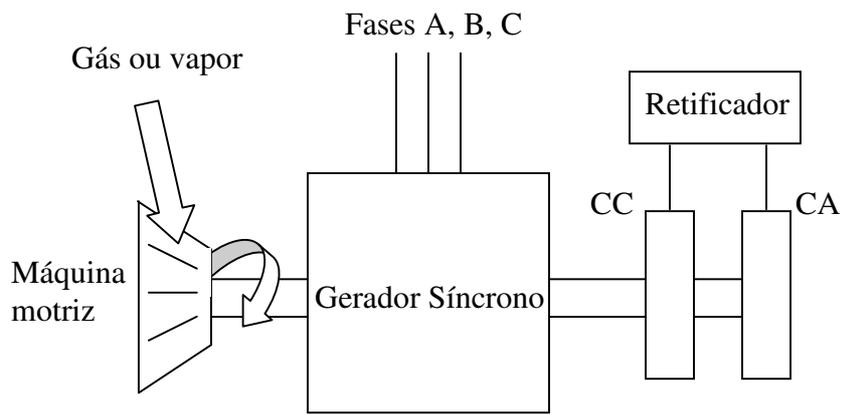


Figura 5 – Princípio de funcionamento de uma máquina síncrona

## **Capítulo 3 – Operação Econômica no Curto Prazo**

### **3.1 – Introdução**

A estrutura do setor elétrico brasileiro é baseada na introdução da concorrência nas atividades de produção e comercialização de energia. Os ativos de transmissão e distribuição são encarados como monopólios naturais, com preços regulados. Os ativos de geração e distribuição estão sendo privatizados enquanto que a transmissão, a princípio, grande parte permanecerá nas mãos dos governos federal e estadual [15].

Sendo assim, o planejamento operacional, programação e despacho do sistema elétrico brasileiro é de responsabilidade do ONS através do despacho otimizado do sistema. Já o Mercado Atacadista de Energia (MAE) é o responsável pela comercialização e formação do preço da energia elétrica no mercado a vista (spot), o qual reflete o custo à unidade de geração mais cara, ou os cortes de carga, necessários para atender à demanda.

Para isso, viu-se necessário criar um estudo sobre o papel dos principais agentes governamentais responsáveis, preço spot e as variáveis envolvidas em unidades térmicas e hidrelétricas quando despachadas de uma forma otimizada, assim como: informações técnicas a respeito de suas plantas, níveis de água em seus reservatórios, vazões afluentes, disponibilidade técnica de suas turbinas, eficiência, além de informações sobre os custos do combustível e outros custos[17].

### **3.2 – Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**

A missão atribuída ao ONS é operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a

segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país[19].

Sendo assim, para atender sua missão, o ONS é designado para otimizar a operação do SIN, visando alcançar o menor custo para o sistema, considerando os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade.

A otimização do sistema se dará dentro de programas diários, semanais, mensais e anuais de modo a refletir as características elétricas do sistema brasileiro, necessitando para isso informações técnicas precisas.

Os geradores hidrelétricos deverão fornecer ao ONS informações técnicas a respeito de suas plantas, níveis de água em seus reservatórios, vazões afluentes e disponibilidade das turbinas. Já os geradores termelétricos fornecerão informações sobre a disponibilidade de suas turbinas, eficiência, custos operacionais e de combustível.

### **3.3 – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**

Um dos principais marcos da reestruturação do setor elétrico brasileiro foi a criação do Mercado Atacadista de Energia em agosto de 1998. O MAE veio para substituir o sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento, através da competição nos segmentos de produção e comercialização de energia elétrica [15].

A participação neste mercado se dá pelos geradores com capacidade instalada superior a 50 MW, os distribuidores de energia com carga acima de 100 GWh e os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW. A comercialização será feita no curto prazo, por um regime denominado *tight pool*, onde o despacho é definido pelo Operador Nacional do Sistema, com base em ferramentas de otimização.

No *tight pool* os geradores hidroelétricos não podem fazer ofertas de preços por sua energia, ou seja, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” com base em custos de oportunidade calculados pelo ONS. Já os geradores termelétricos podem ofertar preços por sua energia, entretanto há uma monitoração por parte da ANEEL, podendo haver punições em caso de abuso[16].

A utilização do *tight pool* é justificada pela pouca presença termelétrica no Sistema Interligado Nacional e pelos complexos vínculos hidráulicos entre diferentes usinas hidrelétricas.

Os preços do MAE, no curto prazo, refletem o custo do déficit e a capacidade do sistema em relação a sua demanda, apresentando grandes oscilações de preços de curto prazo, ocasionado pela predominância da hidroeletricidade que tem como características preços baixos em períodos úmidos e preços altos em períodos de estiagem. As oscilações ocasionadas pela grande quantidade de oferta de energia elétrica vinda de centrais hidrelétricas promovem pouca flexibilidade no mercado, porém a entrada das térmicas em operação permite amenizar as flutuações de preço aumentando a confiabilidade no mercado[17].

O preço será obtido a partir do cruzamento de informações sobre oferta e demanda e sobre as condições operacionais do sistema elétrico. Para definição do preço o ONS recebe as previsões de carga e geração disponíveis, não considerando os contratos bilaterais de longo prazo, proporcionando realizar o esquema tradicional de despacho e formação de preços da energia elétrica, chamado despacho por custo.

Neste caso, o ONS, procura atender o consumo previsto de energia ao menor custo possível. Isto implica em acionar os geradores em ordem crescente de custo variável de produção (\$/MWh) até que a produção total seja igual ao consumo total e o preço spot seja definido. No caso de geradores térmicos, cada usina utiliza seus custos

variáveis de operação reais e no caso de geradores hidrelétricos utiliza-se o chamado valor da água.

Em 2004 o Mercado Atacadista de Energia passou a chamar-se Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

A CCEE é uma organização civil, de direito privado, sem fins lucrativos, congregando Agentes das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização de energia elétrica. A instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres.

As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

### **3.4 – Modelo Matemático – Despacho Ótimo**

A estratégia usada pelo ONS é feita pela programação de quais unidades geradoras serão despachadas para atender a demanda de carga em diferentes horizontes de tempo, como, plurianuais (5 a 10 anos), anuais, mensais, diárias, horárias e instantâneas, sempre visando a economicidade do sistema [21].

A demanda de carga pode ser representada como a figura 6 [20], demonstrando a variação de carga em um horizonte de 24 horas. Para suprir essa carga, o despacho da geração é diferente para os pontos da curva, já que as geradoras para a carga base são normalmente os geradores que ficam fornecendo potência constantemente tais como, nuclear e hidrelétrica, mas não necessariamente a plena carga. As cargas de pico são supridas em curto intervalo de tempo e tem como característica a utilização de gerações mais caras (térmicas).

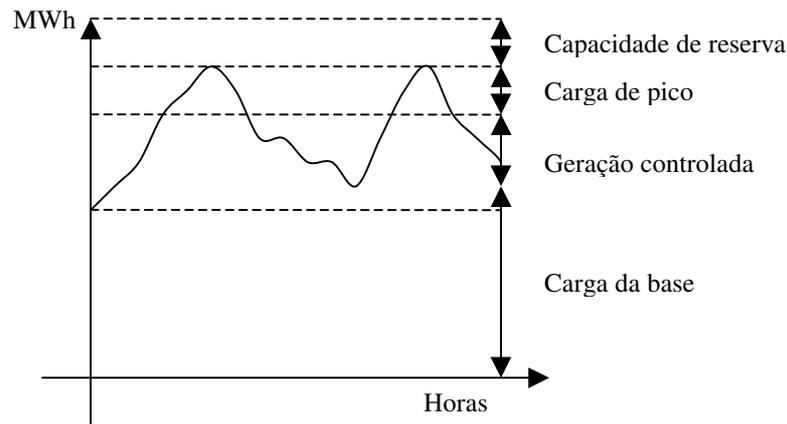


Figura 6 – Estratégia de geração dada por uma curva de demanda típica

A melhor forma de aproveitamento do parque gerador consiste em resolver o problema de minimização de um critério escalar de custos ou função objetiva, que é uma função das variáveis de estado, de controle e de perturbação do sistema, observando as restrições de igualdade e desigualdade.

Matematicamente, o problema consiste em otimizar a função escalar (3.1) e satisfazer as equações (3.2) e inequações (3.3).

$$C = C(x, u, p) \tag{3.1}$$

$$h(x, u, p) = 0 \tag{3.2}$$

$$g(x, u, p) \leq 0 \tag{3.3}$$

As variáveis ( $x$ ,  $u$  e  $p$ ) e a função objetivo podem ser lineares ou não lineares, tendo como exemplos de métodos de solução, programação linear, programação seqüencial, programação quadrática seqüencial, método de Newton e método dos pontos interiores [14]. Os estudos que se seguem servem para desmembrar o modelo matemático da distribuição ótima de potência dos geradores, baseados em [20,21].

### 3.4.1 – Função Custo

Considerando-se um sistema já existente, não se vê necessário considerar custos fixos existentes, tais como, salários, custos de instalação de usinas etc. Os custos a serem considerados são os que têm possibilidade de controle, tais como, custo do combustível, manutenção e capacidade do reservatório.

O custo da produção (3.4) de um sistema é o somatório dos custos de cada gerador.

$$C = \sum_{i=1}^n c_i \quad \$/hora \quad (3.4)$$

O custo individual de produção (3.5),  $c_i$ , da unidade gerada  $i$ , é influenciado apenas pela potência ativa,  $P_{Gi}$ , já que crescem com o aumento dos conjugados das máquinas motrizes e isso exige um maior consumo de combustível. As outras variáveis do sistema, como os módulos de tensão na barra do gerador afetam pouco o custo, sendo desprezível. Em relação às potências reativas, não exercem nenhuma influência no custo, uma vez que são controladas pela corrente de campo.

$$c_i = c_i(P_{Gi}) \quad \$/hora \quad (3.5)$$

A figura 7 mostra um gráfico típico do custo em função da potência gerada. Tal função de custo é usualmente considerada para usinas a carvão, a óleo e a gás natural. As usinas nucleares podem entrar no mesmo contexto, porém as hidrelétricas necessitam de uma abordagem diferente, já que o custo do combustível, a água, não é mensurável.

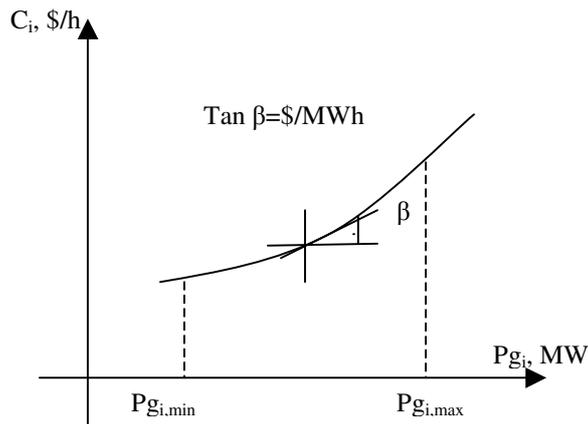


Figura 7 – Estratégia de geração dada por uma curva de demanda típica

### 3.4.2 – Restrições

Depois de determinada a função objetivo, para encontrar a minimização da mesma, necessita-se considerar as restrições de igualdade e desigualdade inseridos ao sistema a ser analisado.

As restrições de igualdade (3.6) devem ser consistentes com o balanço energético do sistema. Como apenas a potência ativa é considerada no sistema, o balanço energético se dá quando a potência gerada ( $P_{Gi}$ ) nas usinas suprem a potência demandada ( $P_D$ ) e a perda ( $P_L$ ) devida a transmissão de energia.

$$h(P_{G_1}, \dots, P_{G_n}) = \sum_{i=1}^n P_{G_i} - P_D - P_L = 0 \quad (3.6)$$

onde a demanda total  $P_D$  é obtida por

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_{D_i} \quad (3.7)$$

Quando um sistema de alta densidade de carga é alimentado, tem como característica uma baixa perda de transmissão. Porém, quando se vê a necessidade de transmitir energia por grandes distâncias ou alimentar uma extensa área de densidade de

carga com um demanda baixa de carga, as perdas de transmissão poderão chegar a 20 ou 30% da carga total ( $P_D$ ).

As restrições de desigualdade (3.8) são consideradas como os limites de potência de cada gerador, pelo fato de que os mesmos não podem operar acima da sua potência nominal ou abaixo de uma potência mínima.

$$P_{Gi, \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi, \max} \quad \text{para } i=1,2,\dots,n \quad (3.8)$$

Apesar da potência reativa e o módulo da tensão na barra de geração não afetarem diretamente o custo, deve-se respeitar as condições limites.

### 3.4.3 – Custo Marginal

O custo marginal de um gerador é expresso através da derivada da função objetivo, custo de operação (\$/hora), pela derivada da quantidade produzida / consumida (MWh). Quando os geradores são despachados e o balanço de potência ativa é respeitado, chega-se ao custo marginal para o incremento de 1MW na demanda, chamado de preço spot.

Isto acontece quando os geradores são acionados em ordem crescente de custo variável de produção (\$/MWh) até que a produção total seja igual ao consumo total e mais as perdas na transmissão.

No caso de geradores térmicos, cada usina utiliza seus custos variáveis de operação reais e no caso de geradores hidrelétricos utiliza-se o chamado valor da água.

Como a predominância da matriz energética brasileira é hidrelétrica, o preço spot é bem variável, apresentando grandes oscilações de preços de curto prazo, tais como preços baixos em períodos úmidos e preços altos em períodos de estiagem.

O custo marginal para as hidroelétricas corresponde ao valor marginal da água armazenada no reservatório das usinas.

### **3.5 – Representação das Usinas**

#### **3.5.1 – Operação de Sistemas Térmicos**

Usinas termelétricas convencionais utilizam combustíveis fósseis, como o carvão, óleo diesel e gás natural, para produção de energia elétrica. A quantidade de combustível utilizada depende da eficiência das turbinas, que é dada pelo *Heat Rate*, definido como o número de unidades térmicas Britânicas (Btus) do combustível necessário para gerar um megawatt-hora (MWh) de eletricidade.

No Brasil, as usinas termelétricas podem optar por dois tipos de operações, tais como, usinas com operação inflexível e usinas com operação flexível [15]. As usinas inflexíveis são aquelas cujos contratos de combustível são do tipo *take-or-pay*. Estas usinas ficam o tempo todo despachadas, produzindo uma geração constante, através da contratação de volumes fixos. A energia gerada não é comercializada no MAE e sim através de Contratos de Compra de Energia ou contratos bilaterais.

Já uma usina flexível pode atuar tanto no mercado à vista quanto no mercado de contratos de longo prazo. Neste caso, a usina necessita de um contrato de fornecimento de combustível mais flexível, pois parte de sua energia gerada poderá ser despachada pelo ONS. Assim, quando o custo de operação for maior do que o preço spot, a térmica não terá sua energia comercializada no MAE, como também parte de seu contrato poderá ser atendida por outros geradores do MAE.

O despacho de sistemas térmicos é resolvido carregando as usinas em ordem crescente em relação ao custo de produção até suprir a demanda, considerando as restrições envolvidas. O problema de operação térmica tem como características ser desacoplado no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje não afeta o custo operativo do próximo estágio e as unidades possuem um custo direto de operação, isto é, o custo operativo de uma unidade depende somente de seu próprio nível de geração, e não do nível de geração das demais unidades. Além disso, a operação de uma unidade não afeta a capacidade de geração ou disponibilidade de outra unidade [13].

Em [17,22] é apresentado um modelo de despacho ótimo de um sistema de geração composto somente por usinas termelétricas, onde o objetivo é minimizar os custos de geração (3.9), como representado abaixo:

$$C = \text{Min} \sum_{i=1}^n c_i g_i \quad (3.9)$$

Sujeito às restrições de igualdade e desigualdade:

$$\sum_{i=1}^n g_i = d \quad (3.10)$$

$$g_{i,\min} \leq g_i \leq g_{i,\max} \quad (3.11)$$

onde  $C$ ,  $c_i$ ,  $d$ ,  $g_i$  e  $g_{i,\min}$  e  $g_{i,\max}$  representam o custo total de operação (R\$), o custo variável de operação de cada gerador  $i$  (R\$/MWh), a demanda do sistema (MWh), a produção de energia elétrica (MWh) e os limites de geração de cada gerador  $i$  (MWh).

Neste problema o recurso utilizado para a produção de energia é a capacidade de geração térmica. E pode ser resolvido despachando-se as usinas por custo crescente de operação até atender à demanda. Se  $i^*$  for o último gerador a ser carregado, o custo marginal associado à variação da demanda é dado por:

$$\pi_D = c_{i^*} g_{i^*} \quad (3.12)$$

que indica que a variação marginal da demanda será atendida pelo gerador  $i^*$ , ou seja, para um acréscimo de 1 MWh na demanda, o último gerador acionado supre essa carga extra, respeitando os limites de geração.

Sendo assim, as usinas despachadas  $i$  produzem energia a um custo unitário  $c_i \cdot g_i$  e vendem no mercado spot ao preço  $\pi_D$ .

As receitas líquidas ( $R_i$ ) das usinas podem ser calculadas a partir do ganho líquido das usinas despachadas, sendo representado pela diferença entre o custo operacional e o preço spot, como apresentado em (3.13).

$$R_i = \pi_D - c_i g_i \quad (3.13)$$

No caso da entrada em operação de uma nova usina no sistema que possa substituir toda a geração  $i^*$  e que tenha um custo unitário menor que  $c_{i^*} \cdot g_{i^*}$ , então o preço da energia  $\pi_D$  pode ser reduzido para  $c_{i^*-1} \cdot g_{i^*-1}$ .

### 3.5.2 – Sistemas Hidrotérmicos

O sistema brasileiro é predominantemente hidráulico, traz benefícios diretos ao sistema, já que na maior parte do tempo a energia elétrica é barata por causa do seu baixo custo de produção. As usinas encontram-se dispostas em cascata, fazendo com que a operação de uma usina afete as usinas que estejam a jusante. Isso faz com que o sistema seja interdependente. O sistema é interligado por longas linhas de transmissão, envolvendo ainda importação e exportação com países vizinhos [14].

A característica mais evidente de um sistema com geração hidrelétrica é poder utilizar a energia que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando assim gastos de combustível com as unidades termoelétricas. No entanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento

nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

Sendo assim, caso os níveis de armazenamento do sistema estejam baixos, então o valor da água provavelmente estará elevado, assim como, os custos de produção das hidrelétricas estarão altos. Com isso, é melhor utilizar as termelétricas, economizando a água disponível nos reservatórios para ser utilizada mais tarde, em caso de racionamento. Mas, se os reservatórios estiverem cheios, o valor da água estará baixo, assim como o custo de produção das hidrelétricas. Neste caso, não haverá necessidade de se utilizar a energia gerada por uma termelétrica, mantendo o preço spot em níveis baixos. Como ilustra a Figura 8, é necessário analisar a “árvore de decisão” e quantificar os efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo o melhor resultado para o presente momento e para um momento futuro.

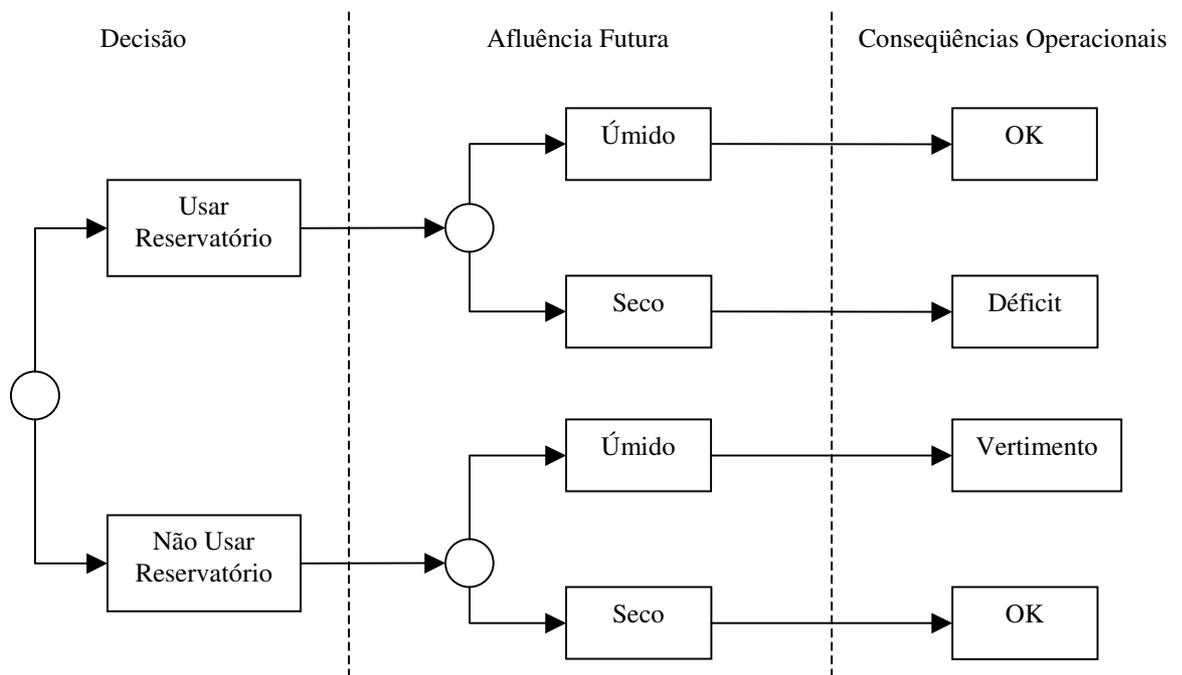


Figura 8 –Árvore de decisões dos sistemas hidrotérmicos

A receita de uma central hidrelétrica é altamente dependente das condições hidrológicas do sistema. A decisão de operar uma hidrelétrica hoje pode influenciar o

custo de operação do sistema no futuro. Assim, sistemas elétricos com predominância hidráulica possuem decisão de operação acoplada no tempo.

### 3.5.2.1 – Custo Imediato e Futuro

O operador de um sistema hidrotérmicos deve comparar o benefício imediato do uso da água com o benefício futuro que resulta do armazenamento da mesma, conforme a figura 9 [22].

A função de custo imediato (FCI) mede os custos de geração térmica no estágio  $t$ . Este custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hidrelétrica disponível no estágio, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final.

Por sua vez, a função de custo futuro (FCF) está associada ao custo esperado de geração térmica e ao racionamento do final do estágio  $t$  (início de  $t+1$ ) até o final do período de estudo. O custo futuro diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidrelétrica disponível no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. O ponto de mínimo custo global também é onde as derivadas da FCI e da FCF em relação ao armazenamento, em módulo, são iguais. Estas derivadas são conhecidas como valores da água, vide figura 9.

Em resumo, ao contrário das usinas térmicas, que têm um custo operativo direto, as usinas hidrelétricas têm um valor indireto, associado à economia de combustível em consequência da substituição da geração térmica hoje ou no futuro. O uso ótimo da água é obtido quando os valores imediatos e futuro da água estão equilibrados.

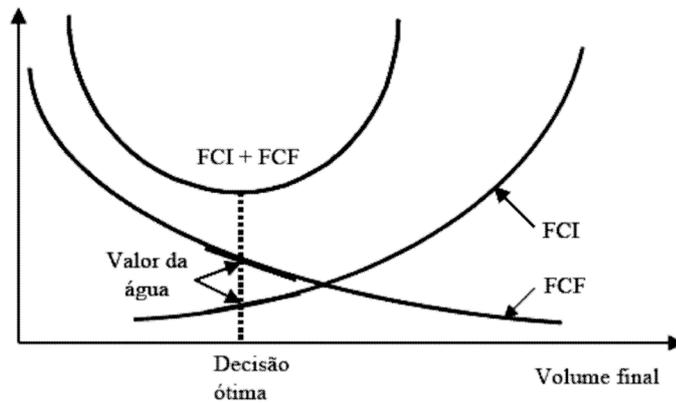


Figura 9 – Uso ótimo de energia

### 3.5.2.2 – Formulação do Despacho para uma Etapa

É apresentado agora em mais detalhe o cálculo da decisão operativa ótima para cada estágio, supondo conhecida a função de custo futuro (FCF).

O problema de despacho hidrotérmico para o estágio  $t$  tem como função objetivo:

$$C_t = \text{Min} \sum_{i=1}^n c_i g_{ii} + FCF \quad (3.14)$$

onde  $i$ ,  $c_i$  e  $g_i$  representam o número de usinas, custo variável da operação e a geração da usina  $i$ , respectivamente.

As restrições a serem consideradas são: balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinamento, limites na geração térmica e atendimento à demanda.

Já a função de custo futuro pode ser representada por:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (3.15)$$

Observa-se que  $\alpha_{t+1}$  depende de dois conjuntos de valores, conhecidos como variáveis de estado:

$v_{t+1}$  vetor de volumes armazenados nos reservatórios ao final do estágio  $t$ .

$a_t$ , vetor de vazões laterais (vazões incrementais) afluentes aos reservatórios no estágio  $t$ .

A dependência entre o custo futuro e o volume armazenado ao final do estágio é bastante intuitiva. O custo futuro diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidrelétrica disponível no futuro.

Por sua vez, a dependência entre o custo futuro e as afluições do estágio  $t$  deve-se à correlação temporal das vazões em meses consecutivos. Em outras palavras, uma vazão úmida no estágio  $t$  indica que, na média, as vazões do estágio  $t+1$  também serão úmidas. Como consequência, esvaziar o reservatório hoje se a vazão observada foi elevada resulta em menos custos no futuro que no caso de uma vazão baixa.

Nos sistemas reais, a função  $a_{t+1}$  pode depender não somente de  $a_t$  como também das vazões nos meses anteriores,  $a_{t-1}$ ,  $a_{t-2}$ , etc. De uma maneira geral, a modelagem dos sistemas onde ocorrem secas de longa duração requer a incorporação de um número maior de vazões anteriores na FCF que em sistemas onde as secas são pouco severas.

A seguir, estão apresentados os outros parâmetros considerados na formulação do despacho hidrotérmico.

#### 1) Balanço hídrico

Como mostra a Figura 10, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final do estágio  $t$  (início do estágio  $t+1$ ) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (vazões laterais mais os volumes de saída das usinas a montante).

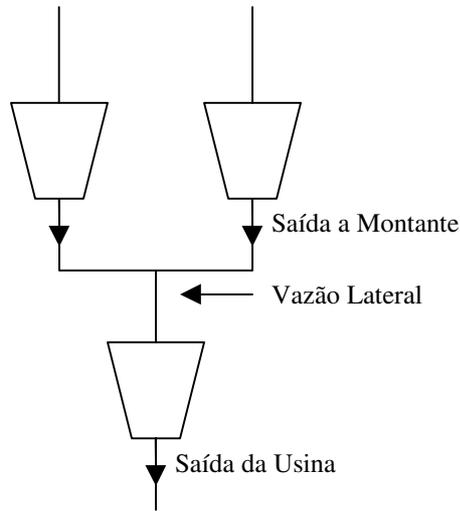


Figura 10 – Balanço Hídrico

Em termos do problema de despacho, o balanço hídrico é representado como:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{w \in W(i)} [u_t(w) + s_t(w)] \quad (3.16)$$

para  $i=1, \dots, I$

onde:

$i$  Índice das usinas hidrelétricas ( $I$  número de usinas),

$v_{t+1}(i)$  Armazenamento final da usina  $i$  no estágio  $t$  (variável de decisão),

$v_t(i)$  Armazenamento inicial da usina  $i$  no estágio  $t$  (valor conhecido),

$a_t(i)$  Afluência lateral (incremental) à usina  $i$  no estágio  $t$  (valor conhecido),

$u_t(i)$  Volume turbinado no estágio  $t$  (variável de decisão),

$s_t(i)$  Volume vertido no estágio  $t$  (variável de decisão),

$w \in W(i)$  Conjunto de usinas imediatamente a montante de  $i$ .

2) Limites de armazenamento e turbinamento

$$0 \leq \underline{v}(t) \leq v_t(t) \leq \bar{v}(t) \quad (3.17)$$

$$0 \leq \underline{u}(t) \leq u_t(t) \leq \bar{u}(t) \quad (3.18)$$

para  $i = 1, \dots, I$

onde  $\bar{v}(i), \underline{v}(i), \bar{u}(i)$  e  $\underline{u}(i)$  são respectivamente os limites máximo e mínimo de armazenamento e turbinamento.

3) Limites na geração térmica

$$0 \leq \underline{g}(j) \leq g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j=1, \dots, J \quad (3.19)$$

4) Atendimento à demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t \quad (3.20)$$

onde  $\rho(i)$  é o coeficiente de produção da usina  $i$  (MWh/hm<sup>3</sup>)

### 3.6 – Programação Linear

#### 3.6.1 – Introdução

O problema geral de programação linear é utilizado para otimizar (maximizar ou minimizar) uma função linear de variáveis, ou seja, uma função objetivo, sujeita a uma série de equações ou inequações lineares, restrições. A formulação do problema a ser resolvido por programação linear segue alguns passos básicos, tais como:

- Deve ser definido o objetivo básico do problema, ou seja, a otimização a ser alcançada. Por exemplo, maximização de lucros, minimização de custos ou de perdas na transmissão. Tal objetivo será representado por uma função objetivo, a ser maximizada ou minimizada;
- Para que esta função objetivo seja matematicamente especificada, devem ser definidas as variáveis de decisão envolvidas. Por exemplo, número de máquinas, potência gerada etc. Normalmente, assume-se que todas estas variáveis possam assumir somente valores positivos;

- Estas variáveis normalmente estão sujeitas a uma série de restrições, representadas por inequações e equações. Por exemplo, quantidade de equipamento disponível, capacidade de um reservatório, limites de geração e fluxo etc.

Todas essas expressões, entretanto, devem estar de acordo com a hipótese principal da programação linear, ou seja, todas as relações entre as variáveis devem ser lineares. Isto implica proporcionalidade das quantidades envolvidas.

O estudo que se segue do método de solução são baseados em [23, 24,25,27,28,29,30 e 31]. O método adotado pelo programa PowerWorld [18], a ser adotado neste trabalho, é o de programação linear usando o Simplex, sendo mostrado a seguir.

### 3.6.2 – Forma Padrão de um PPL

O problema de programação linear (PPL) consiste na otimização de uma função objetivo linear, sujeita a um conjunto de restrições formado por funções lineares.

Matematicamente podemos escrever que um problema de programação linear como:

$$\text{Min} \quad z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (3.21)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i \quad i=1, \dots, m \quad (3.22)$$

Adicionalmente, um problema de programação linear tem a restrição de não-negatividade das variáveis de entrada. Isto é:

$$x_j \geq 0 \quad j=1, \dots, n \quad (3.23)$$

onde  $c_j$ ,  $a_{ij}$  e  $b_i$  representam os coeficientes da função objetivo, os coeficiente das restrições e os termos independentes de restrição respectivamente.

A solução ótima deve satisfazer todas as restrições além de coincidir com uma das curvas de nível da função objetivo. O ponto ótimo da função objetivo se encontra sempre em um dos vértices da região viável, ou seja, onde todas as restrições são aceitas.

Quando as restrições de desigualdade são consideradas, necessita-se acrescentar nas equações de restrição a variável de folga. A variável de folga ( $s$ ) é a responsável pela conversão da inequação (3.24) em equação (3.25) como por exemplo:

$$3x_1 + 2x_2 \leq 40 \quad (3.24)$$

$$3x_1 + 2x_2 + s = 40 \quad (3.25)$$

Um PPL pode ser apresentado de forma matricial, como mostrado abaixo:

$$\text{Min } z' = \underline{c}^t x \quad (3.26)$$

sujeito a

$$\underline{A}x = \underline{b} \quad (3.27)$$

$$\underline{x} \geq 0 \quad (3.28)$$

em que

$$A = \begin{bmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & \Lambda & a_{1,n} \\ a_{2,1} & a_{2,2} & \Lambda & a_{2,n} \\ \text{M} & \text{M} & \text{O} & \text{M} \\ a_{m,1} & a_{m,2} & \Lambda & a_{m,n} \end{bmatrix}, \quad b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \text{M} \\ b_m \end{bmatrix}, \quad c^t = [c_1 \quad c_2 \quad \Lambda \quad c_n], \quad x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \text{M} \\ x_n \end{bmatrix}. \quad (3.29)$$

A matriz  $A_{m \times n}$  contém os coeficientes das restrições e é denominada de matriz de restrições, o vetor  $b_{m \times 1} > 0$  contém os coeficientes dos recursos, o vetor  $c_{n \times 1}$  é formado pelos coeficientes da função objetivo e  $x$  é o vetor com as variáveis de controle ou decisão.

Um problema de minimização pode ser convertido em um problema de maximização, pois

$$\min z = - \max(-z) \quad (3.30)$$

Ou seja, deve-se maximizar  $-z$  e, ao final, tomar o valor ótimo com o sinal trocado.

Algumas definições têm que ser consideradas, tais como:

- Solução Viável: conjunto de variáveis  $\underline{x}$  que satisfazem:  $A\underline{x} = \underline{b}$  e  $\underline{x} \geq \underline{0}$ .
- Solução Básica Viável (SBV): conjunto de variáveis básicas  $\underline{x}_b$  determinado escolhendo-se uma matriz base  $A_b$  e fazendo-se as  $n-m$  variáveis não básicas iguais a zero e resolvendo-se o sistema  $A_b \underline{x}_b = \underline{b}$  para calcular o valor das variáveis básicas, as quais serão todas maiores ou iguais a zero.

### 3.6.3 – Forma Canônica de um Problema de Programação Linear

O PPL pode ser representado na forma canônica se estiver na forma padrão, apresentado no item anterior, e existir uma seqüência  $s$  de índices das colunas de  $A$  tal que,  $As=I$  e  $cs=0$

O pivoteamento para a forma canônica exige  $m$  operações lineares sobre a matriz  $A$  a fim de obter um sistema equivalente no qual a variável básica tem coeficiente unitário em uma equação e zero nas demais.

Quando um PPL está na forma canônica, temos uma solução básica viável imediata, isto é, uma solução sobre um dos vértices da região viável, ou seja, as variáveis básicas são iguais ao lado direito das restrições e as demais variáveis, não-básicas, são iguais a zero.

$$\begin{array}{rcccccc}
x_1 & & & + a'_{1m+1} x_{m+1} & + \Lambda & + a'_{1n} x_n & = b'_1 \\
x_2 & & & + a'_{2m+1} x_{m+1} & + \Lambda & + a'_{2n} x_n & = b'_2 \\
\text{O} & & & + \text{M} & \text{M} & \text{M} & = \text{M} \\
x_m & & & + a'_{mm+1} x_{m+1} & + \Lambda & + a'_{mn} x_n & = b'_3 \\
& & -z & + c'_{m+1} x_{m+1} & + \Lambda & + c'_n x_n & = -b'_z
\end{array} \tag{3.31}$$

var. básicas
var. não básicas

### 3.6.4 – Método Simplex

O Método Simplex pesquisa a solução ótima apenas entre as soluções básicas admissíveis, através de um processo iterativo efetuado de modo que o valor da função objetivo decresça em cada iteração. Considere-se o PPL na sua forma normal:

$$\text{Min } z' = \underline{c}' \underline{x} \tag{3.33}$$

sujeito a

$$A\underline{x} = \underline{b} \tag{3.34}$$

$$\underline{x} \geq 0 \tag{3.35}$$

Podemos transformar a função objetivo  $z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$  numa restrição  $c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n - z = 0$ , sendo então possível escrever o problema na forma tabular seguinte:

$x_1$	$x_2$	...	$x_n$	$-z$	
$a_{11}$	$a_{12}$	...	$a_{1n}$	$0$	$b_1$
$a_{21}$	$a_{22}$	...	$a_{2n}$	$0$	$b_2$
...	...	...	...	...	...
$a_{m1}$	$a_{m2}$	...	$a_{mn}$	$0$	$b_m$
$c_1$	$c_2$	...	$c_n$	$1$	$0$

O algoritmo requer uma solução básica admissível inicial. Suponhamos que sem perda de generalidade, tal solução corresponde a  $J = \{1, \dots, m\}$ . Usando-se Eliminação de Gauss-Jordan é possível obter o seguinte quadro:

	$x_1$	$x_2$	...	$x_m$	$x_s$	...	$x_n$	$-z$	
$x_1$	1	0	...	0	$\bar{a}_{1s}$	...	$\bar{a}_{1n}$	0	$\bar{b}_1$
$x_2$	0	1	...	0	$\bar{a}_{2s}$	...	$\bar{a}_{2n}$	0	$\bar{b}_2$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
$x_m$	0	0	...	1	$\bar{a}_{ms}$	...	$\bar{a}_{mn}$	0	$\bar{b}_m$
$-z$	0	0	...	0	$\bar{c}_s$	...	$\bar{c}_n$	1	$-\bar{z}$

Assim, a solução básica é dada por

$$x_i = \bar{b}_i, i = 1, \dots, m \text{ e } x_j = 0, j = m+1, \dots, n \quad (3.36)$$

e o valor da função objetivo é  $z = \bar{z}$ . Além disso,  $\bar{b} \geq 0$ , por se tratar de uma solução admissível.

Do quadro, tem-se

$$z = \bar{z} + \bar{c}_{m+1}x_{m+1} + \dots + \bar{c}_s x_s + \bar{c}_n x_n \quad (3.37)$$

Se  $\bar{c}_j \geq 0$  para todo o  $j \notin J$  então o valor da função objetivo em qualquer outra solução básica admissível é maior ou igual a  $z$ , e portanto a solução básica corrente é a ótima, e o método termina.

Suponhamos que existe pelo menos uma componente  $\bar{c}_j$  negativa e seja

$$\bar{c}_s = \min\{\bar{c}_j : \bar{c}_j < 0\} \quad (3.38)$$

Então a variável  $x_s$  (não básica) deve ver o seu valor aumentado (passando a básica) porque é ela que promove uma maior diminuição da função objetivo. No entanto, o aumento não pode ser arbitrário, para não tornar negativa nenhuma das variáveis básicas.

Assim,  $x_s$  deve tomar o valor  $\theta \geq 0$  tal que

$$\begin{cases} x_1 = \bar{b}_1 - \theta \bar{a}_{1s} \geq 0 \\ x_2 = \bar{b}_2 - \theta \bar{a}_{2s} \geq 0 \\ \quad \quad \quad \text{M} \\ x_m = \bar{b}_m - \theta \bar{a}_{ms} \geq 0 \end{cases} \quad (3.39)$$

Se  $\bar{a}_{is} \leq 0$  para todo  $i = 1, \dots, m$  então  $\theta$  pode aumentar indefinidamente e o problema é ilimitado.

Se pelo contrário existe um  $i \in \{1, \dots, m\}$  tal que  $\bar{a}_{is} > 0$  então  $\theta$  tem que satisfazer a condição  $\theta \leq \frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}}$ , para todo  $i \in \{1, \dots, m\}$  tal que  $\bar{a}_{is} > 0$

Seja

$$\frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}} = \min\left\{\frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}} : \bar{a}_{is} > 0\right\} \quad (3.40)$$

Se  $x_s$  tomar o valor

$$\theta = \frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}} \quad (3.41)$$

então  $x_r = 0$  e passa a não básica por troca com  $x_s$ .

No quadro de eliminação troca-se  $x_s$  com  $x_r$ , obtendo-se uma nova solução básica admissível, à qual está associado um valor da função objetivo dado por

$$\bar{z} - \bar{c}_s \frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}} \leq \bar{z} \quad (3.42)$$

O processo é novamente repetido até se atingir uma solução ótima.

Resumidamente, o Método Simplex é composto dos seguintes passos:

**Passo 0 :** Seja  $\bar{x}$  uma solução básica admissível inicial associada a um conjunto J.

**Passo 1:** Se  $\bar{c}_j \geq 0$  para todo  $j \notin J$ , determine:  $\bar{x}$  é solução ótima. De outro modo, determine  $\bar{c}_s$  a partir de  $\bar{c}_s = \min\{\bar{c}_j : \bar{c}_j < 0\}$ .

**Passo 2:** Se  $\bar{a}_{is} \leq 0$  para todo  $i = 1, \dots, m$ , determine: o problema é ilimitado.

De outro modo, calcule  $r$  a partir de

$$\frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}} = \min\left\{\frac{\bar{b}_i}{\bar{a}_{is}} : \bar{a}_{is} > 0\right\} \quad (3.43)$$

Atualize o conjunto J para

$$J \rightarrow J - \{t\} \cup \{s\} \quad (3.44)$$

com  $t$  a variável básica associada à  $r$ -ésima linha no quadro. Atualizar o quadro usando Eliminação de Gauss-Jordan e regressar ao Passo 1.

### 3.6.4.1 – Método Simplex (Fase 1)

Como se afirmou anteriormente, o método simplex necessita de uma solução básica admissível inicial. Em geral, tal solução é difícil de obter, pelo que vamos apresentar a chamada Fase 1 do método simplex, desenvolvida com esse propósito.

Seja o programa linear

$$\text{Min } z' = \underline{c}'x \quad (3.45)$$

sujeito a

$$Ax = \underline{b} \quad (3.46)$$

$$\underline{x} \geq 0 \quad (3.47)$$

Seja  $J$  o conjunto das variáveis básicas associada a uma solução básica do sistema  $Ax = b$ , e  $B = [A_{\cdot j}]_{j \in J}$

Então

$$Bx_J + Nx_L = b \quad (3.48)$$

com  $L = \{1, \dots, n\} - J$  e  $N = [A_{\cdot j}]_{j \in L}$ .

Como  $B$  é não singular,

$$x_J + B^{-1}Nx_L = B^{-1}b \quad (3.49)$$

Substituindo em  $z = c'x$ , vem

$$\begin{aligned} z &= c'_J x_J + c'_L x_L \\ &= c'_J (B^{-1}b - B^{-1}Nx_L) + c'_L x_L \end{aligned}$$

$$= c_j^t B^{-1} b + (c_L^t - c_j^t B^{-1} N) x_L \quad (3.50)$$

A forma tabular associada a esta solução é então

	$x_j$	$x_L$	$-z$	
$x_j$	$I$	$\bar{A}_L$	$0$	$b$
$-z$	$0$	$\bar{c}_L$	$1$	$-\bar{z}$

com

$$\bar{A}_{.j} = B^{-1} A_{.j} \quad (3.51)$$

$$\bar{c}_j = c_j - c_j^t \bar{A}_{.j} = c_j - \pi^t \bar{A}_{.j} \quad (3.52)$$

para  $j \in L$  e  $\pi$  tal que  $B^t \pi = c_j$ .

Além disso

$$\bar{b} = B^{-1} b \Leftrightarrow B \bar{b} = b \quad (3.53)$$

e a solução básica fornecida pelo quadro anterior é admissível se  $\bar{b} \geq 0$ .

Suponhamos que existe uma linha  $i$  tal que  $\bar{b}_i \geq 0$ . Consideremos a introdução de uma variável artificial  $x_0$ , que seria igual a zero em qualquer solução admissível do problema. Para isso introduz-se um vetor  $p$  no quadro anterior tal que  $p \leq 0$  e  $p_i \leq 0$  se  $\bar{b}_i \geq 0$ . Então o quadro toma a seguinte forma:

	$x_j$	$x_L$	$x_0$	$-z$	
$x_j$	$I$	$\bar{A}_L$	$p$	$0$	$b$
$-z$	$0$	$\bar{c}_L$	$0$	$1$	$-\bar{z}$

O objetivo na Fase 1 vai ser encontrar uma solução do sistema alargado com  $x_0 = 0$ .

Para isso procura-se resolver o programa linear

$$\min x_0 \quad (3.53)$$

sujeito a  $-z + c^t x = 0$

$$Ax + (Bp)x_0 = b$$

$$x \geq 0, x_0 \geq 0 \quad (3.54)$$

A seguir mostramos que é fácil obter uma solução básica admissível inicial para este programa linear.

Sem perda de generalidade, suponhamos  $J = \{1, \dots, m\}$  e construamos o quadro na forma:

	$x_1$	$x_2$	...	$x_m$	$\bar{X}_{m+1}$	...	$x_n$	$x_0$	$-z$	
$x_1$	1	0	...	0	$\bar{a}_{1,m+1}$	...	$\bar{a}_{1n}$	$P_1$	0	$\bar{b}_1$
$x_2$	0	1	...	0	$\bar{a}_{2,m+1}$	...	$\bar{a}_{2n}$	$P_2$	0	$\bar{b}_2$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
$x_m$	0	0	...	1	$\bar{a}_{m,m+1}$	...	$\bar{a}_{mn}$	$P_m$	0	$\bar{b}_m$
$-z$	0	0	...	0	$\bar{c}_{m+1}$	...	$\bar{c}_n$	0	1	$-\bar{z}$

Da definição de  $p$ , sabemos que existe um valor para  $x_0$  para o qual

$$x_i = \bar{b}_i - p_i x_0 \geq 0, i=1, \dots, m$$

Como  $p_i = 0$  para  $\bar{b}_i \geq 0$  então

$$p_i x_0 \leq \bar{b}_i$$

para todo o  $i$  tal que  $\bar{b}_i < 0$ .

Então

$$x_0 \geq \frac{\bar{b}_i}{p_i} \tag{3.55}$$

para todo o  $i$  tal que  $\bar{b}_i < 0$

Deste modo, se  $r$  for definido por

$$\frac{\bar{b}_r}{p_r} = \max\left\{\frac{\bar{b}_i}{p_i} : p_i < 0\right\} \tag{3.56}$$

então a troca de  $x_0$  com  $x_r$  estabelece uma solução básica admissível para o programa linear alargado.

Ao resolvermos este programa linear usando o método simplex, duas situações podem ocorrer:

1)  $\min x_0 = 0$  e obtém-se uma solução básica admissível para o programa linear original;

2)  $\min x_0 > 0$  e o conjunto admissível do programa linear original é vazio.

Se ocorrer o primeiro caso, então a variável  $x_0$  é suprimida e o método simplex é iniciado com a solução básica obtida. No segundo caso o algoritmo para e o programa linear não tem qualquer solução admissível.

Assim, a Fase 1 do método simplex consiste em considerar uma variável artificial  $x_0$  e uma coluna  $p$  tal que

$$p_i \leq 0 \text{ e } p_i < 0 \text{ para } \bar{b}_i < 0$$

Depois  $x_0$  é introduzida na base por troca com a variável básica que se encontra na linha  $r$  definida anteriormente. Finalmente o programa linear alargado é resolvido pelo método simplex. Na prática, as componentes negativas de  $p$  costumam ser iguais a  $-1$ .

### 3.6.5 – Método Simplex Revisado

A forma revista do método simplex revela-se mais adequada à resolução de Programas Lineares de grande dimensão (muitas variáveis e/ou muitas restrições). A utilização desse método ao invés do Simplex Clássico tem como razão uma economia de memória e de cálculo. As informações contidas neste item são baseadas em [24,25,27,28,29,30 e 31].

Consideremos o Programa Linear na forma normal, visto anteriormente, com  $A$  de ordem  $m \times n$ . Seja  $x$  uma solução básica admissível deste programa, à qual está associado o conjunto  $J$  de índices, e seja  $L = \{1, \dots, n\} - J$ . Se  $B = [A_{.j}]_{j \in J}$ , então  $x$  é dada por

$$\begin{cases} x_L = 0 \\ X_j = \bar{b} \end{cases} \quad (3.57)$$

com

$$B\bar{b} = b \quad (3.58)$$

Além disso, se  $N = [A_j]_{j \in L}$ , então

$$\begin{cases} x_j = B^{-1}b - B^{-1}Nx_L \\ z = c_j^t B^{-1}b + (c_L - c_j^t B^{-1}N)x_L \end{cases} \quad (3.59)$$

Como se tem  $x_L = 0$ , então o valor da função objetivo é

$$\bar{z} = c_j^t B^{-1}b \quad (3.60)$$

Seja agora  $\pi \in \Re^m$  o vetor definido por

$$B^t \pi = c_j$$

Então

$$\bar{z} = ((B^{-1})^t c_j)^t b = \pi^t b \quad (3.61)$$

e

$$z = \bar{z} + \sum_{j \in L} (c_j - ((B^{-1})^t c_j)^t A_j) x_j \quad (3.62)$$

Podemos então concluir que

$$z = \bar{z} + \sum_{j \in L} \bar{c}_j x_j \quad (3.63)$$

com

$$\bar{c}_j = c_j - \pi^t A_j, \quad \bar{z} = \pi^t b \quad (3.64)$$

No método simplex, a solução básica é ótima se  $c_j \geq 0$  para  $j \in L$ . De outro modo, escolhe-se a coluna  $s$  tal que

$$\bar{c}_s = \min\{\bar{c}_i : i \in L, \bar{c}_i < 0\}$$

A variável  $x_s$  deve aumentar o seu valor. Porém como todas as outras variáveis não básicas se mantêm nulas, tem-se que

$$x_j = \bar{b} - (B^{-1}A_{.s})x_s \quad (3.65)$$

Se  $A_{.s}$  for dada por

$$B\bar{A}_{.s} = A_{.s} \quad (3.66)$$

então

$$x_j = \bar{b} - B\bar{A}_{.s}x_{s_s} \quad (3.67)$$

Se  $A_{.s} \leq 0$  então a função objetivo tende para  $-\infty$  no conjunto admissível do programa linear.

De outro modo, seja  $r$  tal que

$$\theta = \frac{\bar{b}_r}{a_{rs}} = \min\left\{\frac{\bar{b}_i}{a_{is}} : a_{is} > 0\right\} \quad (3.68)$$

O conjunto  $J$  é atualizado por

$$J = J - \{r\} \cup \{s\}$$

em que  $r$  é o índice da variável básica correspondente à linha  $r$ . As componentes de  $\bar{b}$  são atualizadas da seguinte forma:

$$\begin{cases} \bar{b}_r = \theta \\ \bar{b}_i = \bar{b}_i - a_{is}\theta, & i \neq r \end{cases} \quad (3.69)$$

A solução básica corrente será dada por  $x_j\bar{b}$  e  $x_L = 0$ . O processo é posteriormente repetido.

Passo 0: Sejam  $J$  e  $L = \{1, \dots, n\} - J$  e  $B = [A_{.j}]_{j \in J}$  dados. Calcule  $\bar{b}$  dado por  $B\bar{b} = b$  ( $\bar{b} \geq 0$ ).

**Passo 1:** Calcule

$$B^t\pi = c_j$$

$$\bar{z} = \pi^t b$$

$$\bar{c}_j = c_j - \pi^t A_{.j}, \quad j \in L$$

**Passo 2:** Se  $\bar{c}_j \geq 0$  para todo  $j \in L$ , termine:  $(x_j = \bar{b}, x_L = 0)$  é a solução ótima do problema. De outro modo seja

$$\bar{c}_s = \min\{\bar{c}_j : j \in L, \bar{c}_j < 0\}$$

**Passo 3:** Calcule  $A_{.s}$  a partir de

$$B A_{.s} = A_{.s}$$

Se  $\bar{a}_{is} \leq 0$  para todo  $i = 1, \dots, m$ , termine: o problema é ilimitado. De outro modo, calcule

$$\theta = \frac{\bar{b}_r}{a_{rs}} = \min\left\{\frac{\bar{b}_i}{a_{is}} : a_{is} > 0\right\}$$

**Passo 4:** Atualize J através de

$$J = J - \{t\} \cup \{s\}$$

com t o índice da variável básica correspondente à linha r. Faça

$$\begin{cases} \bar{b}_r = \theta \\ \bar{b}_i = \bar{b}_i - \bar{a}_{is}\theta, & i \neq r \end{cases}$$

Volte ao Passo 1.

### 3.7 – Simulador PowerWorld

A PowerWorld Corporation é a empresa responsável pela comercialização e implementação de uma ferramenta para análise de sistemas de potência de alta tensão chamada PowerWorld Simulator [18], sendo um dos softwares mais completos e versáteis disponibilizado no mercado.

O simulador tem um pacote de ferramentas que permite solucionar e analisar o fluxo de energia elétrica para um sistema de até 100.000 barras, porém a versão demo que é disponibilizada suporta apenas um sistema de 12 barras [18].

Dentre a diversidade de ferramentas inseridas no programa, destacam-se:

- Análise de curto-circuitos
- Curvas de capacidade reativa de geradores
- Curvas de custo de geradores
- Agendamento de carga
- Linhas DC
- Análise de contingência
- Fluxo de Potência
- Despacho econômico
- Curvas PVQV

O pacote tem uma interface gráfica, permitindo exibir o fluxo de carga no sistema por meio de animações, com movimento, tamanho e direção proporcionais à magnitude e direção do fluxo de carga.

O simulador permite visualizar os dados de forma tabular, com a opção de exportar ou importar dados de outras aplicações, ou salvar os dados tabulares no formato HTML. Ele também suporta uma linguagem de script que permite ao usuário automatizar tarefas realizadas frequentemente. O software roda apenas sob a plataforma Microsoft Windows.

O PowerWorld Simulator tem como opções para a solução de fluxo de potência métodos como: Newton-Raphson, Gauss-Seidel, Desacoplado Rápido e DC.

Apesar disso, a ferramenta que será utilizada para o projeto consiste em simular o fluxo de potência ótimo de um sistema. O OPF, como é chamado, tem como objetivo

otimizar o despacho de geração elétrica em um área ou grupos de áreas considerando simultaneamente as linhas de transmissão e as restrições.

O simulador OPF utiliza a programação linear, usando o método Simplex Revisado, tendo como objetivo minimizar uma função objetivo (ou custo) observando as restrições de igualdade e desigualdade além disso, pode calcular o custo marginal para suprir a carga.

O algoritmo da programação linear determina a solução ótima através da iteração entre a solução do fluxo de potência padrão e a solução da programação linear para modificar o sistema de controle, removendo qualquer limite violado.

## Capítulo 4 – Estudo de Caso

### 4.1 – Introdução

O Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro tem a necessidade de operar para qualquer tipo de carga da melhor maneira possível, sendo assim a ONS tem como função despachar cada unidade geradora de forma a minimizar o custo da energia fornecida, além de respeitar as restrições associadas ao sistema.

O estudo a ser apresentado consiste em estabelecer as metas de geração de cada unidade geradora para um horizonte de tempo instantâneo. O despacho econômico a ser estudado será realizado em cima de um exemplo existente no programa *PowerWorld*, vide figura 11, que tem como componentes três geradores, nove barras, três transformadores, três cargas e seis linhas de transmissão.

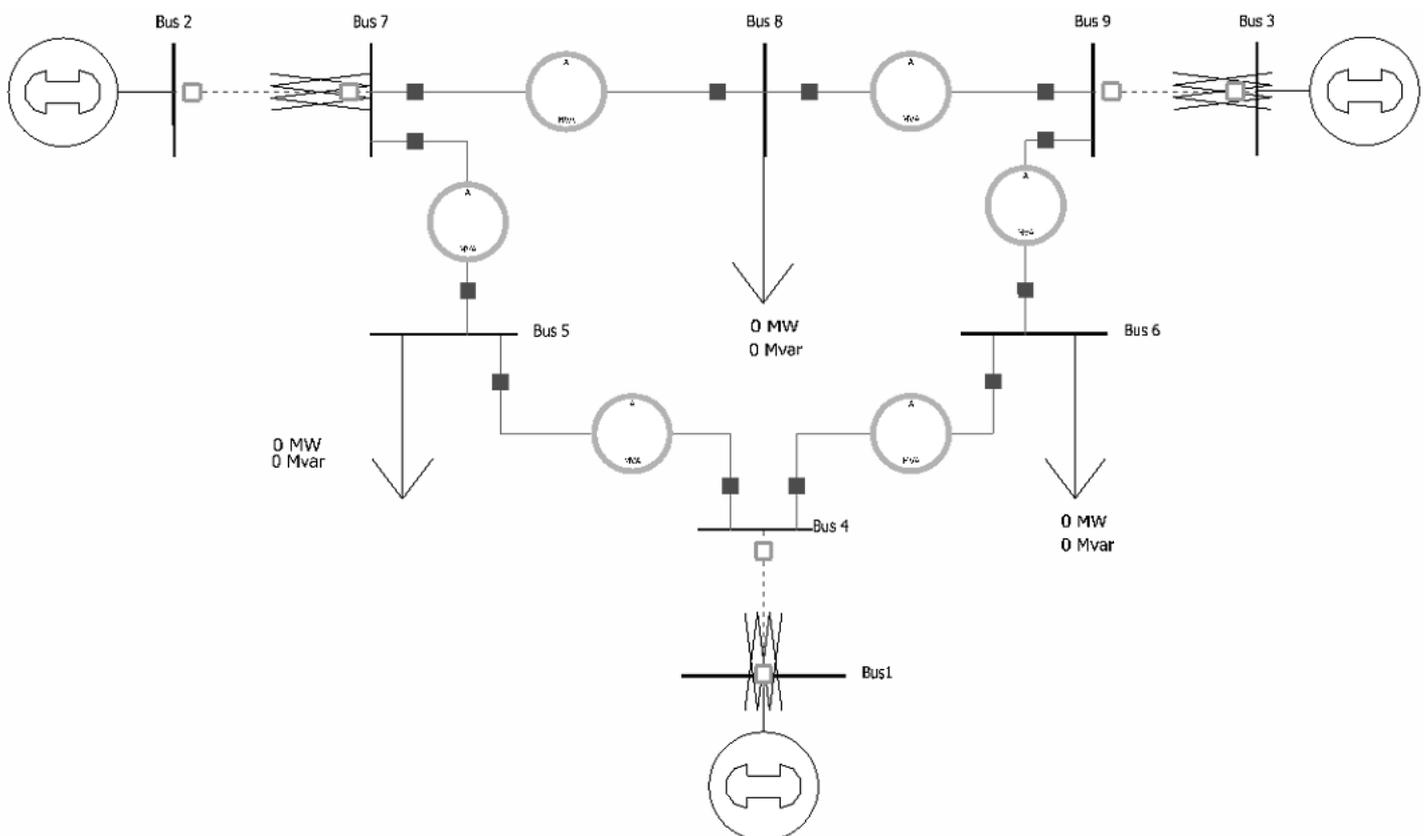


Figura 11 – Diagrama Unifilar do Caso Estudado

## 4.2 – Geradores

As unidades geradoras têm como características o tipo de usina e o tipo de combustível utilizado para a geração de potência, como hidrelétricas, nucleares e térmicas a gás natural, óleo, carvão etc.

No estudo da otimização do sistema, a geração têm como principais aspectos estudados as restrições de inequação quanto aos limites disponíveis de geração elétrica e a função custo que é dada pela variação da potência pelo custo marginal associado à geração.

As usinas que serão representadas serão as térmicas a gás natural que tem como característica o custo de operação depender diretamente da potência gerada e tem como restrição de geração a potência nominal de seus geradores. Já para a unidade hidrelétrica o custo de operação é praticamente zero e o custo para um despacho instantâneo é dado pelo custo futuro de geração.

No *PowerWorld*, o modelo de custo pode ser representado de uma forma linear através do fornecimento de dados de potência (MW) para o eixo  $x$  e de dados de custo marginal (R\$/MWh) para cada potência.

Além disto, pode-se representar através do modelo cúbico:

$$C(P_{gi}) = A + (B * P_{gi} + C * P_{gi}^2 + D * P_{gi}^3) * f_c + V_{OM} P_{gi} \quad (4.1)$$

em que

$A$  – Custo fixo (\$/h)

$B$  – Custo proporcional (Mbtu/MWh)

$C$  – Custo quadrático (Mbtu/MW<sup>2</sup>h)

$D$  – Custo cúbico (Mbtu/MW<sup>3</sup>h)

$f_c$  – Custo de combustível (\$/Mbtu)

$V_{OM}$  – Custo de manutenção e operação (\$/MWh)

O custo de combustível (R\$/Mbtu) é dado pelo valor contratado pelas térmicas para a geração elétrica. Além disso, outro custo associado é o de operação e manutenção (R\$/MWh) e os custo fixos (para zero de potência), que é representado pelo valor independente (R\$/hr) e dependente (Mbtu/hr) do custo do combustível.

O custo médio de operação e manutenção será considerado na faixa de 3 a 11 US\$/MWh, de acordo com [7]. Já o custo de combustível, ou seja, gás natural será de 3,91 US\$/MMbtu, vide tabela 5 [32].

Tabela 5 – Custo de Gás Natural

<b>Custo de Gás Natural US\$/MMBtu (*4)</b>				
<b>Trimestre</b>	<b>Ano</b>	<b>Nacional (*1)</b>	<b>Térmico (*2)</b>	<b>Importado (*3)</b>
Segundo	2007	5.72	<b>3.91</b>	5.14
Primeiro	2007	4.72	3.93	5.28
Quarto	2006	4.62	3.95	5.48
Terceiro	2006	4.58	3.77	5.41

(\*1) Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados com PIS/COFINS e sem ICMS.

(\*2) Gás Natural vendido para as térmicas: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS

(\*3) Gás Natural vendido como importado: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e sem ICMS.

(\*4) Dólar comercial média mensal de venda - PTAX SISBACEN

Sendo assim, as funções objetivos foram definidas individualmente.

- **Geradores 1, 3 e 4:**

Os geradores 1 e 3 estão ligados às barras 1 e 3, respectivamente. As unidades geradoras serão representadas por térmicas a gás natural de ciclo combinado. O gerador 2 não tem restrições de limite inferior de potência e tem limite superior de 160MW, já o gerador 3 tem limite inferior de 20MW e limite superior de 170MW.

Ambas unidades serão representadas pelo custo do combustível de 7,038 R\$/Mbtu, referente à tabela 5, considerando o dólar por R\$ 1,80. Os custos de operação e manutenção serão representados por valores entre a faixa apresentada anteriormente, sendo assim, para o gerador 1, o custo de O&M será de 9 R\$/MWh e para o gerador 3, o custo de O&M será de 10 R\$/MWh, conforme em [33].

Além disso, para estimar o custo proporcional é necessário analisar a eficiência da unidade térmica em transformar combustível em eletricidade, denominado de Heat Rate, conforme a tabela 6. A eficiência para os ciclos combinados está na faixa entre 45 e 50%.

O preço do combustível é transferido diretamente ao preço da energia elétrica levando-se em conta o rendimento ou heat-rate da instalação. Admitindo-se por hipótese que o gás natural tivesse um preço igual a 1 R\$/MMBTU, os preços equivalentes em R\$/MWh seriam, para diferentes rendimentos da central termoeletrica, os seguintes:

Tabela 6 – Rendimento pelo preço equivalente

Rendimento - %	35	40	45	50	55
Preço do Gás Natural - R\$/MMBTU	1	1	1	1	1
Preço Equivalente da Energia Elétrica - R\$/MWh	10,78	9,44	8,39	7,55	6,86

A função custo quadrática do gerador 1 e 3, que representa o custo operacional, são dados pelos seguintes coeficientes, que foram definidos acima e encontrados em [35]:

Tabela 7 – Parâmetros da função custo

Gerador	Potência		Coeficientes				
	Máxima (MW)	Mínima (MW)	A (R\$/hr)	B (MBtu/MWh)	C (MBtu/MW²h)	O&M (R\$/MWh)	Combustível (R\$/MMBtu)
1	160 MW	0 MW	100,00	8,39	0,00194	9,00	7,038
3	170 MW	20 MW	78,00	7,55	0,00482	10,00	7,038

$$C(P_{g1}) = 100,00 + (8,39 * P_{g1} + 0,00194 * P_{g1}^2) * 7,038 + 9,00 * P_{g1}$$

$$C(P_{g3}) = 78,00 + (7,55 * P_{g3} + 0,00482 * P_{g3}^2) * 7,038 + 10,00 * P_{g3}$$

Outro cenário a ser apresentado é quando o gerador 3 opera com ciclo aberto e queima como combustível o Diesel, gerador 4. Para essa configuração o custo de O&M é de 9,00 R\$/MWh e o custo de combustível é de 12 US\$/MMBtu, apresentado em [34]. O Heat Rate do gerador será considerado pelo rendimento de 42%.

Tabela 8 – Parâmetros da função custo

Gerador	Potência		Coeficientes				
	Máxima (MW)	Mínima (MW)	A (R\$/hr)	B (MBtu/MWh)	C (MBtu/MW <sup>2</sup> h)	O&M (R\$/MWh)	Combustível (R\$/MMBtu)
4	170 MW	20 MW	78,00	9,00	0,00482	7,00	21,600

$$C(P_{g4}) = 78,00 + (9,00 * P_{g4} + 0,00482 * P_{g4}^2) * 21,60 + 7,00 * P_{g4}$$

- **Gerador 2:**

O gerador 2 está na barra 2 e será definido como a base do sistema através de uma unidade geradora hidrelétrica com restrições de limite inferior de potência de 50 MW e com limite superior de 250MW.

O limite inferior foi considerado pelo fato de que em caso de um custo futuro elevado, ou seja, uma estiagem, a usina continue gerando alguma potência não possibilitando reter toda a água no reservatório para elevá-lo e acabar prejudicando usinas e comunidades à frente deste reservatório.

A unidade hidrelétrica será representada por um custo de operação e manutenção de 6R\$/MWh, [36]. Além disto, outro fator que influencia a função objetivo é o custo do combustível. Como o custo da água é representada por um custo fictício, sendo assim, este custo será representado por 14,00 R\$/MWh no período úmido, ou seja, reservatórios com aproximadamente 70% da sua capacidade. Já em períodos de seca, o custo chega a 270,00 MWh para um nível de reservatório de aproximadamente 24% da sua capacidade, conforme apresentado em [37].

A função objetivo simplificada definida é:

Tabela 9 – Parâmetros da função custo

Gerador	Potência		Coeficientes				
	Máxima (MW)	Mínima (MW)	A (R\$/hr)	B (MBtu/MWh)	C (MBtu/MW <sup>2</sup> h)	O&M (R\$/MWh)	Combustível (R\$/MMBtu)
2 (Umid.)	250 MW	50 MW	90,00	1,00	0,00184	6,00	14,000
2 (Seco)	250 MW	50 MW	90,00	1,00	0,00184	6,00	270,000

$$C(P_{g2S}) = 90,00 + (1,00 * P_{g2S} + 0,00184 * P_{g2S}^2) * 14,00 + 6,00 * P_{g2S}$$

$$C(P_{g2U}) = 90,00 + (1,00 * P_{g2U} + 0,00184 * P_{g2U}^2) * 270,00 + 6,00 * P_{g2U}$$

### 4.3 – Linhas de Transmissão e Transformadores

As linhas de transmissão e transformadores são responsáveis pela restrição de fluxo de potência, isto é, a potência máxima transmitida entre duas barras através das linhas e transformadores tem que respeitar a diferença angular entre as barras dividindo pela sua reatância.

A tabela abaixo representa os dados referentes às linhas de transmissão e transformadores, mostrando os parâmetros e as restrições.

Tabela 10 – Parâmetros das Linhas de Transmissão e Transformadores

Barra		Tensão	Parâmetros de Impedância (pu)				Limite de Fluxo
De	Para	Nominal (kV)	R	X	B	G	MVA máx
4	1	230,0/16,5	0,00000	0,04760	0,00000	0,00000	64,89
2	7	18,0/230,0	0,00000	0,06250	0,00000	0,00000	163,26
9	3	230,0/13,8	0,00000	0,05860	0,00000	0,00000	86,31
5	4	230,00	0,01000	0,08500	0,17600	0,00000	56,14
6	4	230,00	0,01700	0,09200	0,15800	0,00000	34,73
7	5	230,00	0,03200	0,16100	0,30600	0,00000	87,03
9	6	230,00	0,03900	0,17000	0,35800	0,00000	63,45
7	8	230,00	0,00850	0,07200	0,14900	0,00000	76,66
8	9	230,00	0,01190	0,17080	0,20900	0,00000	32,89

### 4.4 – Cargas

As cargas a serem atendidas têm um valor constante de potência ativa e reativa. Neste estudo, serão representadas três cargas em três cenários diferentes, sendo dividido em carga leve, média e pesada, de acordo com a tabela abaixo. O cálculo da potência

reativa foi realizado através do uso do fator de potência igual a 0,92, utilizando as seguintes equações:

$$P = S \cos \theta$$

$$Q = S \sin \theta \tag{4.5}$$

Tabela 11 – Cenários de Carga

<b>Cenário: Carga Leve</b>		
<b>Barra</b>	<b>Pot. Ativa (MW)</b>	<b>Pot. Reativa (Mvar)</b>
<b>5</b>	50,00	21,32
<b>6</b>	35,00	14,92
<b>8</b>	40,00	17,05
<b>Cenário: Carga Média</b>		
<b>Barra</b>	<b>Pot. Ativa (MW)</b>	<b>Pot. Reativa (Mvar)</b>
<b>5</b>	90,00	38,23
<b>6</b>	70,00	29,74
<b>8</b>	75,00	31,98
<b>Cenário: Carga Pesada</b>		
<b>Barra</b>	<b>Pot. Ativa (MW)</b>	<b>Pot. Reativa (Mvar)</b>
<b>5</b>	110,00	46,85
<b>6</b>	80,00	34,11
<b>8</b>	90,00	38,33

#### 4.5 – Resultados

O simulador *PowerWorld* soluciona o caso acima descrito através da minimização da função objetivo considerando as restrições de igualdade e desigualdade atreladas ao sistema.

O estudo a ser apresentado consiste em analisar os cenários apresentados para:

- Sistema 1 - com duas térmicas a Gás Natural e uma hidrelétrica (período úmido) para os três cenários.
- Sistema 2 - com duas térmicas a Gás Natural e uma hidrelétrica (período seco), para o cenário de carga pesada.

- Sistema 3 - com duas térmicas, sendo uma a Gás Natural e outra a Diesel e uma hidrelétrica (período úmido), para o cenário de carga pesada com e sem restrição de carregamento de linha.

#### 4.5.1 – Sistema 1

Os resultados para este estudo estão mostrados abaixo, sendo dividido por cenário e depois comparados.

- Carga Leve

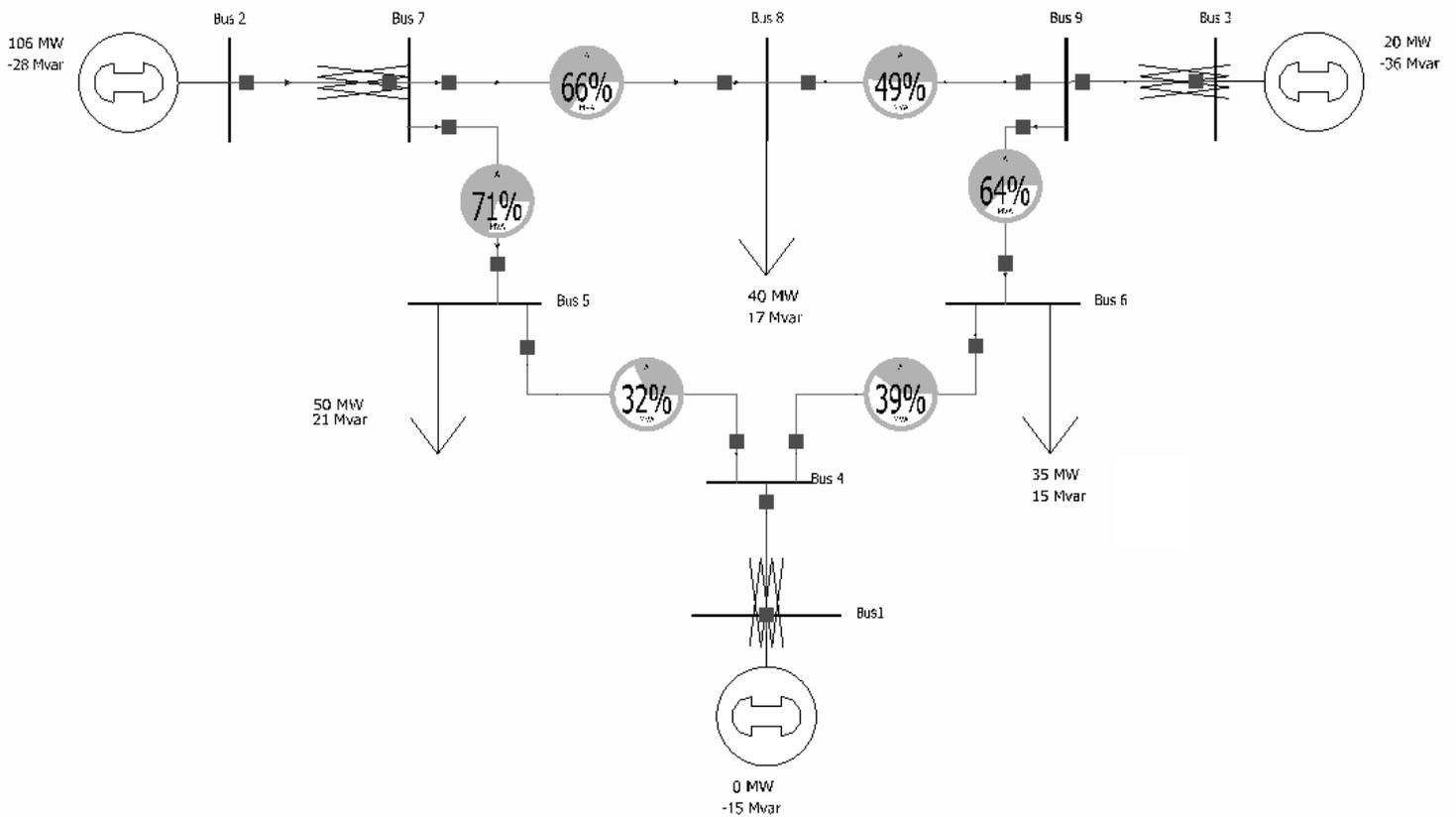


Figura 12 – Diagrama Unifilar Carga Leve

Tabela 12 – Resultados dos Geradores

Geradores		
		<b>Custo</b>
<b>Unidade</b>	<b>Gen MW</b>	<b>Marginal (R\$/MWh)</b>
<b>1</b>	0,00	25,67
<b>2</b>	106,50	25,67
<b>3</b>	20,00	25,67
<b>Total</b>	126,50	
<b>Carga</b>	125,00	
<b>Perda</b>	1,50	

Tabela 13 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores

Linhas de Transmissão/Transformadores				
<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Fluxo de Potência (MVA)</b>	<b>% do Limite Máximo</b>	<b>Lim. MVA</b>
Bus 4	Bus1	55	0	0
Bus 2	Bus 7	64,4	0	0
Bus 9	Bus 3	42	0	0
Bus 5	Bus 4	29,7	52,9	56,1
Bus 6	Bus 4	26,8	77,1	34,7
Bus 7	Bus 5	31,6	36,3	87
Bus 9	Bus 6	29,3	46,2	63,5
Bus 7	Bus 8	34,6	45	76,8
Bus 8	Bus 9	14,1	41,3	34,2

- Carga Média

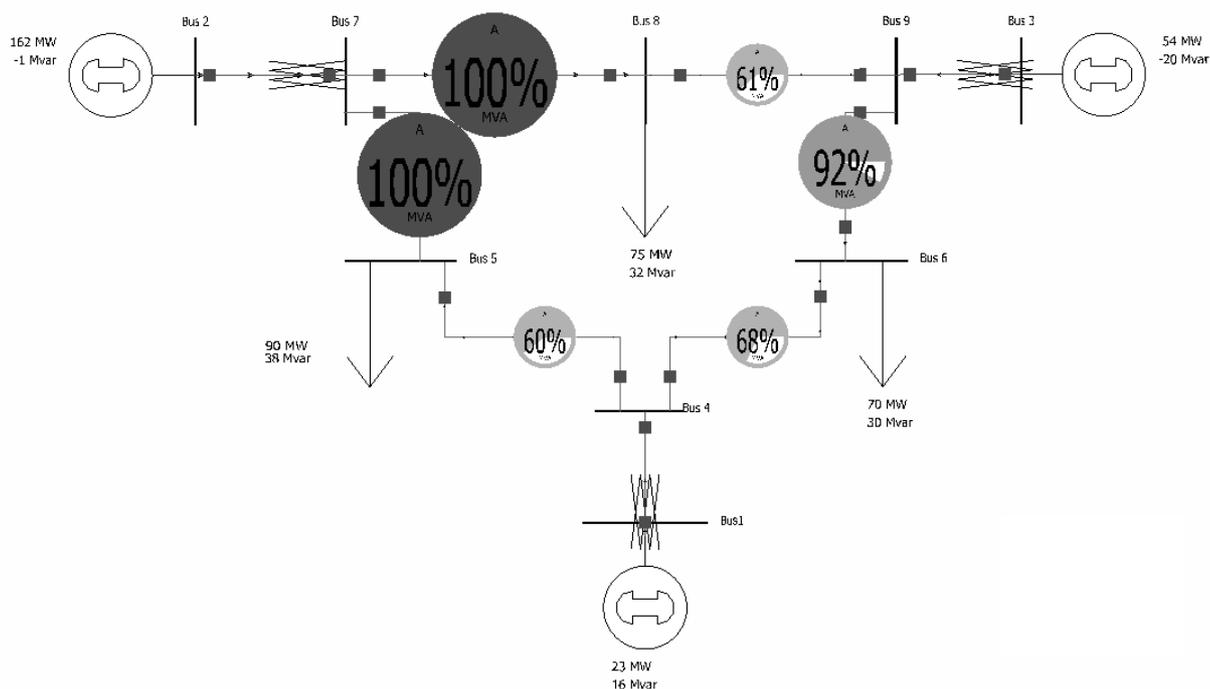


Figura 13 – Diagrama Unifilar Carga Média

Tabela 14 – Resultados dos Geradores

Geradores		
Unidade	Gen MW	Custo Marginal (R\$/MWh)
1	23,30	68,49
2	162,00	27,73
3	53,60	67,55
<b>Total</b>	<b>238,89</b>	
<b>Carga</b>	<b>235,00</b>	
<b>Perda</b>	<b>3,89</b>	

Tabela 15 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores

Linhas de Transmissão/Transformadores				
De	Para	Fluxo de Potência (MVA)	% do Limite Máximo	Lim. MVA
Bus 4	Bus1	28,4	0	0
Bus 2	Bus 7	162,8	0	0
Bus 9	Bus 3	57,7	0	0
Bus 5	Bus 4	33,8	60,3	56,1
Bus 6	Bus 4	23,7	68,1	34,7
Bus 7	Bus 5	87	100	87
Bus 9	Bus 6	58,2	91,7	63,5
Bus 7	Bus 8	76,8	100	76,8

Bus 8    Bus 9    20,9    61    34,2

• Carga Pesada

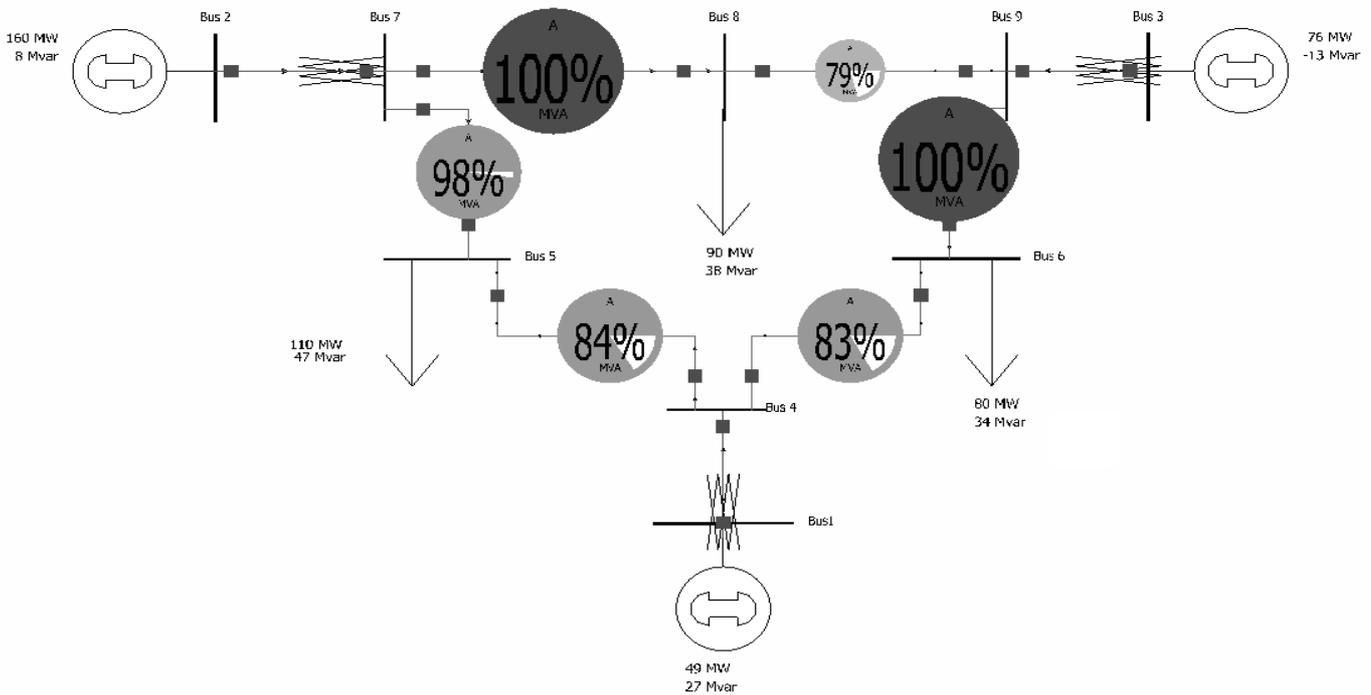


Figura 14 – Diagrama Unifilar Carga Pesada

Tabela 16 – Resultados dos Geradores

Geradores		
Unidade	Gen MW	Custo Marginal (R\$/MWh)
1	48,60	69,36
2	159,90	27,73
3	75,90	67,55
<b>Total</b>	<b>284,40</b>	
<b>Carga</b>	<b>280,00</b>	
<b>Perda</b>	<b>4,40</b>	

Tabela 17 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores

Linhas de Transmissão/Transformadores				
De	Para	Fluxo de Potência (MVA)	% do Limite Máximo	Lim. MVA
Bus 4	Bus1	55,6	0	0
Bus 2	Bus 7	160	0	0
Bus 9	Bus 3	77,6	0	0
Bus 5	Bus 4	47,1	84	56,1
Bus 6	Bus 4	28,8	83	34,7
Bus 7	Bus 5	85	97,7	87
Bus 9	Bus 6	63,5	100	63,5

Bus 7	Bus 8	76,8	100	76,8
Bus 8	Bus 9	27	79	34,2

Para o sistema com carga leve, a hidrelétrica supriu cerca de 84% da carga. Sua maior participação é consequência do seu menor custo e do baixo carregamento das linhas.

As unidades geradoras geraram 126,50 MW para suprir a carga de 125,00 MW, ocasionando uma perda de 1,5 MW. A carga estudada, por ser relativamente baixa, as restrições de fluxo de potência na linha não influenciaram no custo marginal. Sendo assim, os custos marginais encontrados para todas as barras foram iguais, 25,67 R\$/MWh.

O sistema com a carga média, as usinas térmicas representam uma maior participação de geração para o suprimento da carga, cerca de 32%. Sua maior participação, apesar de um custo inferior da hidrelétrica, se dá pelos limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão, que chegaram a 100%.

As unidades geradoras geraram 238,89 MW para suprir a carga de 235,00 MW, ocasionando uma perda de 3,89 MW. O custo inicial era de 10084,03 R\$ /hr e depois da solução do fluxo de potência ótimo, chegou-se 9419,41 R\$ /hr.

As restrições de fluxo de potência na linha influenciaram no custo marginal, sendo assim, o custo marginal encontrado para as barras foram diferentes, vide tabela 15.

O sistema de carga pesada apresenta uma predominância ainda maior das usinas térmicas na geração de energia elétrica, cerca de 44%. Esta participação eleva bastante o custo inicial da área estudada, causada pelo alto custo das térmicas.

As unidades geradoras geraram 284,40 MW para suprir a carga de 280,00 MW, ocasionando uma perda de 4,40 MW. O custo inicial era de 12647,08 R\$ /hr e depois da solução do fluxo de potência ótimo, chegou-se a 12619,34 R\$ /hr.

As restrições de fluxo de potência na linha tiveram grande influência no custo marginal, tais limites podem ser encontrados na tabela 17, sendo assim, o custo marginal encontrado para as barras foram diferentes, vide tabela 16, variando de 27,73 a 69,36 R\$/MWh.

#### 4.5.2 – Sistema 2

Abaixo seguem os resultados encontrados.

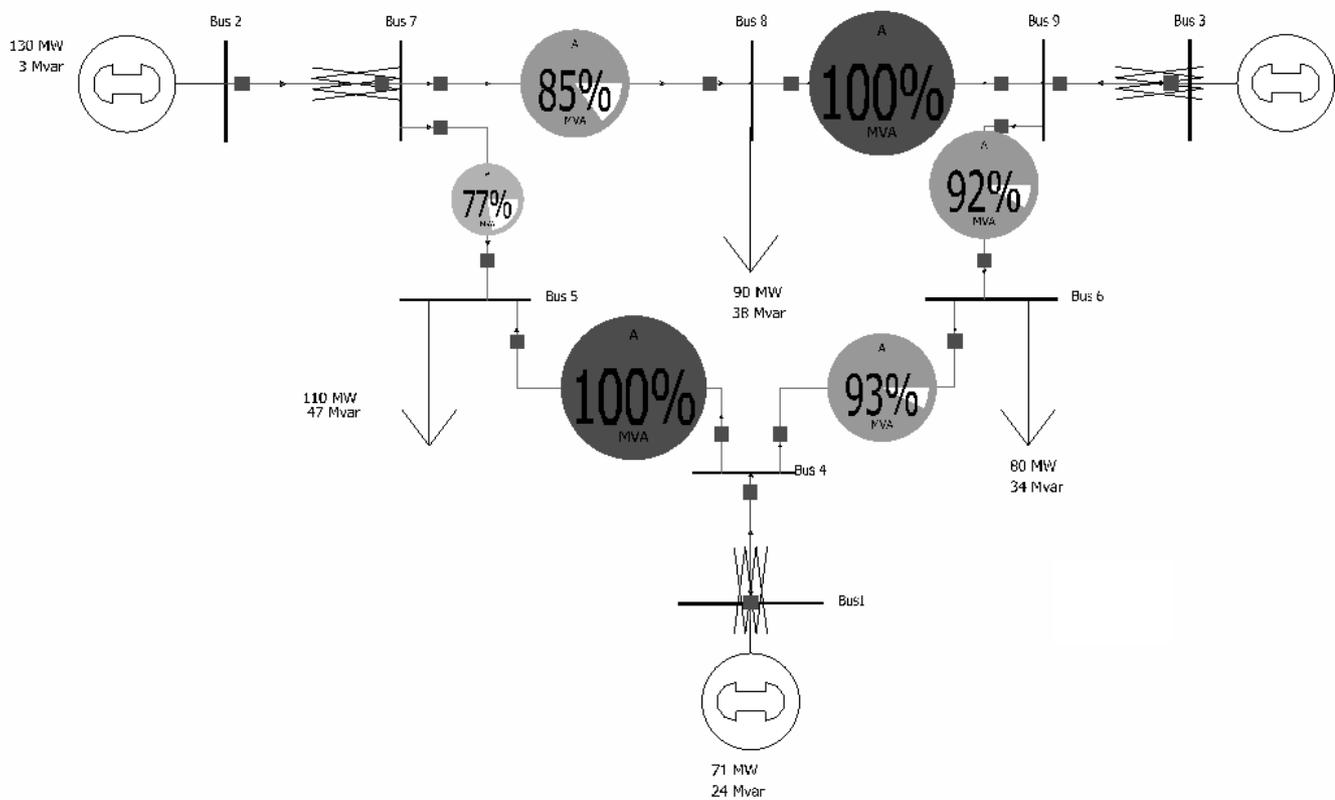


Figura 15 – Diagrama Unifilar Sistema 2

Tabela 18 – Resultados dos Geradores

Geradores		
<b>Unidade</b>	<b>Ger MW</b>	<b>Custo Marginal (R\$/MWh)</b>
<b>1</b>	71,00	70,23
<b>2</b>	129,50	385,3
<b>3</b>	82,70	69,58
<b>Total</b>	283,20	
<b>Carga</b>	280,00	
<b>Perda</b>	3,20	

Tabela 19 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores

Linhas de Transmissão/Transformadores				
<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Fluxo de Potência (MVA)</b>	<b>% do Limite Máximo</b>	<b>Lim. MVA</b>
Bus 4	Bus1	74,9	0	0
Bus 2	Bus 7	129,7	0	0
Bus 9	Bus 3	84,6	0	0
Bus 5	Bus 4	56,2	100	56,1
Bus 6	Bus 4	32,2	92,6	34,7
Bus 7	Bus 5	67,4	77,5	87
Bus 9	Bus 6	58,2	91,8	63,5
Bus 7	Bus 8	65,2	84,9	76,8
Bus 8	Bus 9	34,2	100	34,2

Quando considerado um sistema em período de estiagem, nível baixo nos reservatórios, as usinas térmicas tendem a suprir a carga com uma maior participação, elevando consideravelmente o custo do sistema. As térmicas neste modelo representam cerca de 54%. A alta participação da hidrelétrica, apesar do alto custo marginal representado pelo alto custo de déficit, se deu através dos fluxos de potência que atingiram seus limites de transmissão nas linhas entre as barras 4-5 e 9-8, não sendo possível despachar mais potência das térmicas para suprir as cargas da barra 5 e 8.

As unidades geradoras geraram 283,20 MW para suprir a carga de 280,00 MW, ocasionando uma perda de 3,20 MW. O custo inicial era de 67868,80 R\$/hr e depois da solução do fluxo de potência ótimo, chegou-se 56997,47 R\$/hr.

As restrições de fluxo de potência na linha influenciaram no custo marginal, sendo assim, o custo marginal encontrado para a hidrelétrica foi de 385,3 R\$/MWh, bem acima do custo marginal das térmicas que ficaram por volta de 70,00 R\$/MWh.

### 4.5.3 – Sistema 3

Abaixo seguem os resultados encontrados.

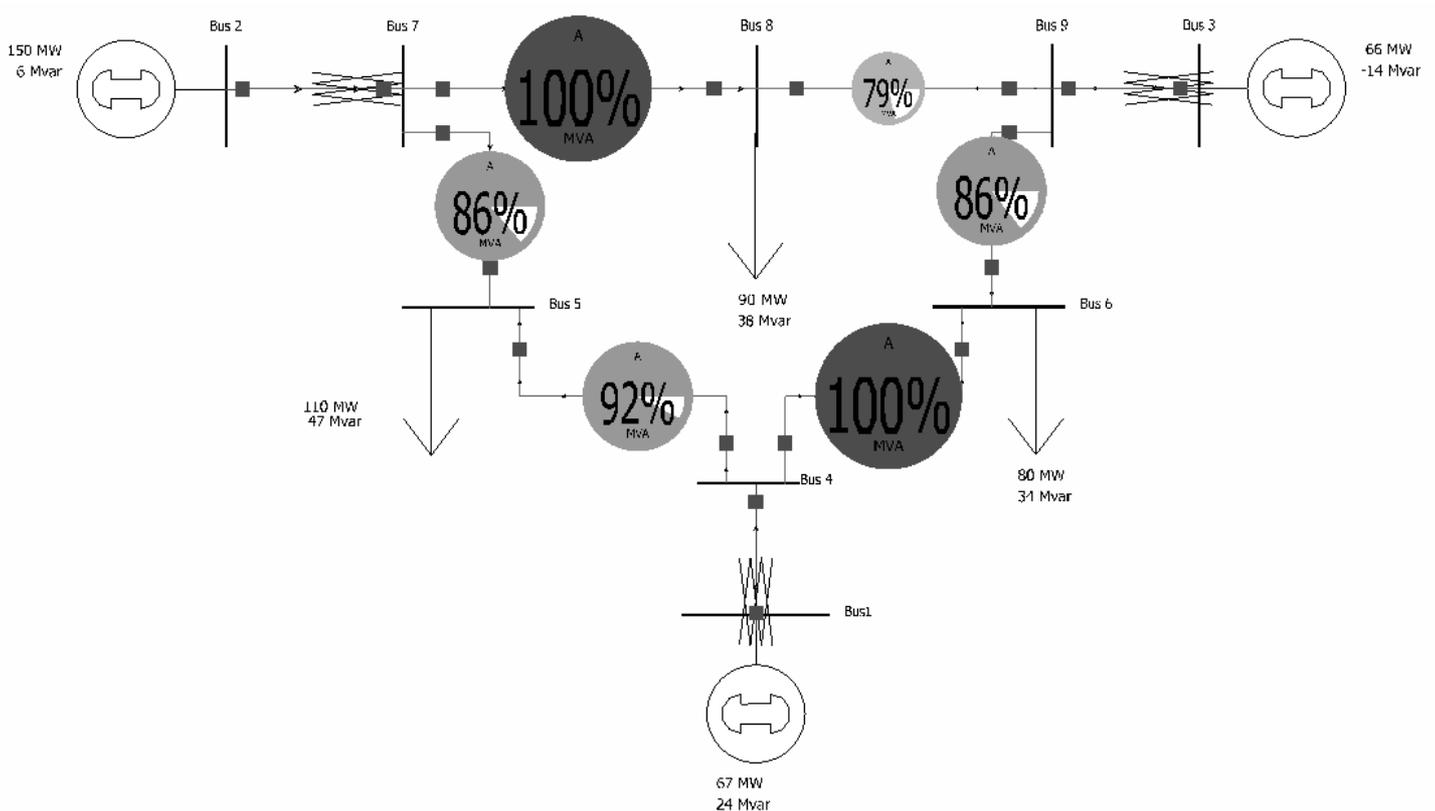


Figura 16 – Diagrama Unifilar Sistema 3

Tabela 20 – Resultados dos Geradores

<b>Unidade</b>	<b>Gen MW</b>	<b>Custo Marginal (R\$/MWh)</b>
<b>1</b>	67,40	70,23
<b>2</b>	149,70	27,73
<b>3</b>	66,30	214,93
<b>Total</b>	283,53	
<b>Carga</b>	280,00	
<b>Perda</b>	3,53	

Tabela 21 – Resultados das Linhas de Transmissão e Transformadores

<b>Linhas de Transmissão/Transformadores</b>				
<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Fluxo de Potência (MVA)</b>	<b>% do Limite Máximo</b>	<b>Lim. MVA</b>
Bus 4	Bus1	71,7	0	0
Bus 2	Bus 7	149,9	0	0
Bus 9	Bus 3	68,3	0	0
Bus 5	Bus 4	51,8	92,3	56,1
Bus 6	Bus 4	34,7	100	34,7
Bus 7	Bus 5	75,1	86,3	87
Bus 9	Bus 6	54,3	85,6	63,5
Bus 7	Bus 8	76,8	100	76,8
Bus 8	Bus 9	26,9	78,6	34,2

As térmicas que tem como combustível o Diesel são caracterizadas pelo alto custo de geração elétrica. Neste sistema, quando considerado um sistema com térmicas a gás natural e a diesel e hidrelétrica, espera-se que pelo baixo custo de geração hidrelétrica, a mesma supra quase toda a carga. No entanto, as térmicas supriram 47% da carga.

Quando comparado o papel das térmicas nesse cenário, observa-se que a térmica a diesel obteve praticamente a mesma participação de geração elétrica, apesar do seu custo elevado. Isto ocorreu pelo limite de fluxo de potência presente entre as linhas das barras 7-8 e 4-6, não permitindo um despacho maior de potência das unidades geradoras 1 e 2 para suprir a carga das barras 6 e 8.

As unidades geradoras geraram 283,53 MW para suprir a carga de 280,00 MW, ocasionando uma perda de 3,53 MW. O custo inicial era de 25794,59 R\$ /hr e depois da solução do fluxo de potência ótimo, chegou-se 22567,05 R\$ /hr. Quando comparado

com o sistema com duas térmicas a gás natural no cenário de carga pesada, o custo total do sistema com térmica a diesel chega a ser o dobro e quando comparado com o período de seca, o sistema em questão tem um terço do custo.

As restrições de fluxo de potência na linha influenciaram no custo marginal, sendo assim, o custo marginal encontrado para a térmica a diesel foi de 214,93 R\$/MWh, bem abaixo do custo marginal da hidrelétrica com reservatório com nível baixo de água, que ficaram por volta de 385,00 R\$/MWh.

No intuito de demonstrar que a alta participação da térmica a diesel se deu pelos limites de fluxo de potência das linhas de transmissão, criou-se um estudo que considera o despacho econômico das unidades geradoras sem considerar os limites de potência de nas linhas de transmissão.

Abaixo seguem os resultados encontrados.

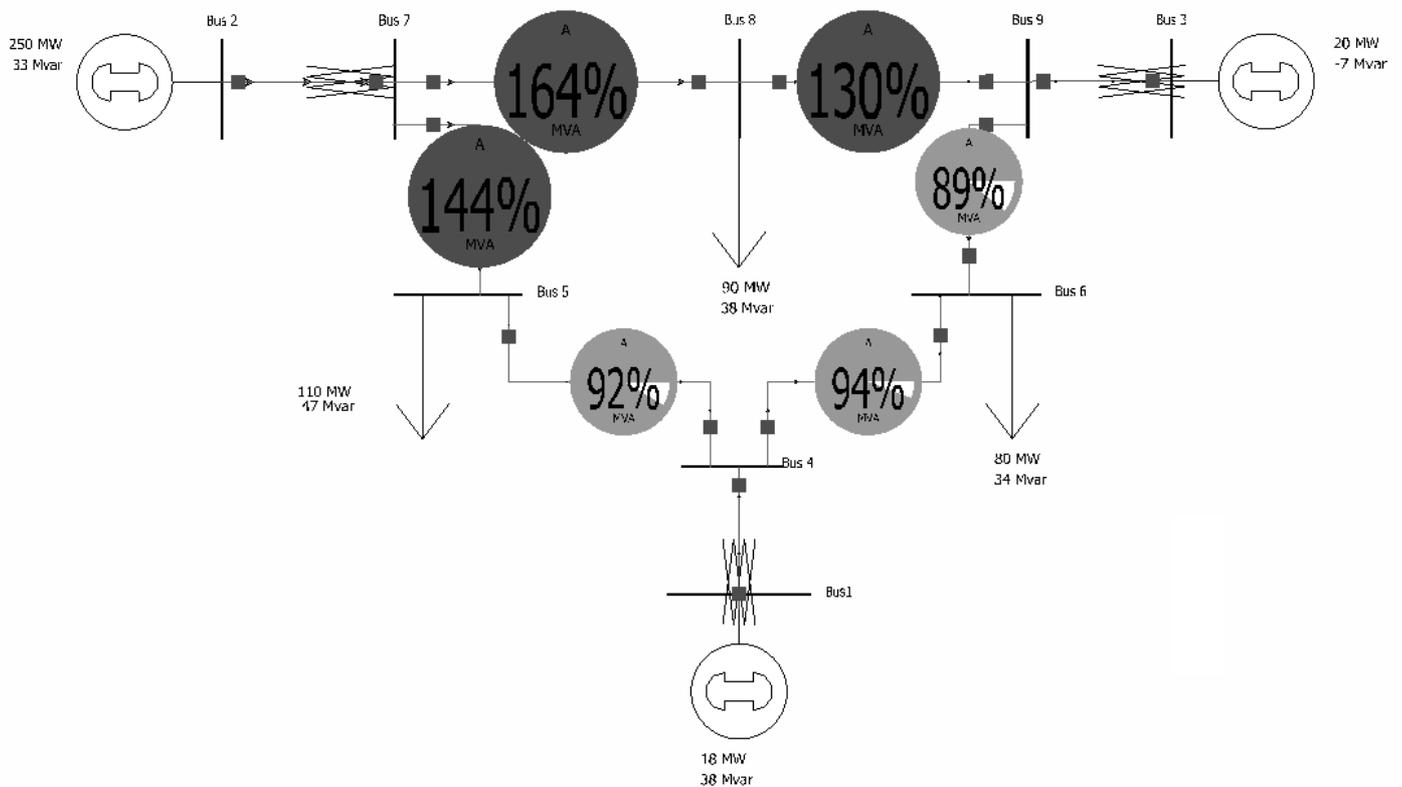


Figura 17 – Diagrama Unifilar Sistema 3 sem restrição de carregamento

Tabela 22 – Resultados dos Geradores

## Geradores

---

<b>Unidade</b>	<b>Gen MW</b>	<b>Custo Marginal (R\$/MWh)</b>
<b>1</b>	17,70	68,49
<b>2</b>	250,00	68,49
<b>3</b>	20,00	68,49
<b>Total</b>	287,72	
<b>Carga</b>	280,00	
<b>Perda</b>	3,53	

Quando não considerado os limites de transmissão, as hidrelétricas despacham toda sua potência para o sistema pelo seu baixo custo de geração e as térmicas suprem o excedente de carga. A térmica a diesel apenas entrou em operação nesta situação por causa do seu limite inferior de geração, caso contrario, esta unidade não entraria em operação pelo alto custo marginal e a térmica a gás natural supriria o resto da carga.

As unidades geradoras geraram 287,72 MW para suprir a carga de 280,00 MW, ocasionando uma perda de 7,72 MW, tendo a maior perda quando comparado com os outros sistemas. O custo inicial era de 22568,25 R\$ /hr e depois da solução do fluxo de potência ótimo, chegou-se a 12380,91 R\$ /hr.

Por não ter restrições de fluxo de potência na linha o custo marginal encontrado teve o mesmo valor para todos os geradores, 68,49 R\$/hr.

## **Capítulo 5 – Conclusão**

De acordo com o texto nota-se a necessidade da expansão do parque gerador brasileiro para diminuir o risco de déficit de energia e acompanhar as projeções de crescimento do país. As térmicas a gás natural podem ser apresentadas como uma das soluções imediatas para a diversificação da matriz energética pelas vantagens do combustível e rapidez na construção e viabilização dessas unidades.

No estudo de caso constata-se que apesar do despacho ótimo ser fornecido pela minimização da função custo do sistema, as restrições dos limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão influenciam diretamente o custo de um sistema. Os limites de transmissão na operação diária do SIN podem exceder até 60% do seu limite superior de carga num curto espaço de tempo, permitindo um menor custo para o sistema.

Além disso, nota-se que o principal custo de operação de uma termelétrica é dado pelo combustível utilizado para converter energia térmica em energia elétrica e deste modo o preço do combustível deve ter uma regra clara. O gás natural tem atrelado

ao seu custo uma alta dependência de flutuações cambiais assim como políticas governamentais, já que grande parte do combustível é importado da Bolívia.

Atualmente, o gás é comercializado por contratos de longo prazo, com pouca ou quase nenhuma flexibilidade no volume contratado. Em um sistema hidro-térmico, com predominância hidráulica, uma termelétrica poderá participar do mercado à vista mesmo que esteja 100% contratada. Neste caso, quando o custo de operação estiver mais alto do que o preço spot, ela não irá gerar energia, beneficiando-se dos preços da eletricidade do mercado à vista e comprando energia necessária para honrar seus contratos. Assim, as termelétricas no Brasil poderiam apresentar uma operação mais flexível caso pudessem obter gás natural através de contratos de gás com volume flexível.

Sendo assim, conclui-se que para as térmicas entrarem de uma forma mais competitiva na operação do sistema, não apenas em períodos de reservatórios médios ou baixos, necessita-se de uma maior flexibilidade de volume contratado de combustível, uma menor dependência do combustível importado, aumento da malha de gasodutos e construção das unidades próximas aos centros de carga para aliviar as linhas de transmissão das hidrelétricas, assim como menos perdas e um menor custo de transmissão.

## Referências Bibliográficas

- [1] MINISTÉRIO DE MINAS e ENERGIA, *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015*. Brasil, 2006. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>
- [2] GASNET, *Térmicas Volta a ter Papel de Destaque na Matriz Energética*. Artigo, Brasil, 2007. Disponível em: [http://www.gasnet.com.br/novo\\_artigos.asp?tipo=termeletricas](http://www.gasnet.com.br/novo_artigos.asp?tipo=termeletricas)
- [3] MINISTÉRIO DE MINAS e ENERGIA, *Balanço Energético Nacional*. Brasil, 2006. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>
- [4] MINISTÉRIO DE MINAS e ENERGIA, *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2007-2016*. Brasil, 2007. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>
- [5] AGÊNCIA NACIONAL do PETRÓLEO, *Boletim Mensal do Gás Natural*. Brasil, 2007. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/gas/gas.asp>

- [6] GASNET, *Gás Natural*. Brasil, 2007. Disponível em: [http://www.gasnet.com.br/novo\\_gas\\_natural.asp](http://www.gasnet.com.br/novo_gas_natural.asp)
- [7] ARONGAUS S., *Curso de Cogeração Térmica*, Apostila, Brasil, 1996.
- [8] MINISTÉRIO DE MINAS e ENERGIA, *Balanço Energético Nacional*. Brasil, 2005. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>
- [9] GASNET, *Termelétricas a Gás Natural*. Mapa, Brasil, 2007. Disponível em: [http://www.gasnet.com.br/novo\\_termeletricas/mapa.asp](http://www.gasnet.com.br/novo_termeletricas/mapa.asp)
- [10] GASNET, *Termelétricas – Ciclo Combinado*. Site, Brasil, 2007. Disponível em: [http://www.gasnet.com.br/novo\\_termeletricas/ciclo.asp](http://www.gasnet.com.br/novo_termeletricas/ciclo.asp)
- [11] NASCIMENTO M. A. R., LORA E. S., *Turbina a Gás – Estudo da Arte*. Apresentação – Universidade Federal de Itajubá, Brasil. Disponível em: [www.nest.unifei.edu.br/portugues/Downloads/Files/Apresentacao-CENPES.pdf](http://www.nest.unifei.edu.br/portugues/Downloads/Files/Apresentacao-CENPES.pdf)
- [12] CARVALHO A. A., RANGEL L., *Proteção de Geradores Térmicos - Contingências e Principais Funções de Proteção Associadas*. Trabalho de Pós-Graduação, Brasil, 2007.
- [13] SIMBA J. C. C., *Despacho e Formação de Preços de Energia Através de Leilões em Sistemas Predominantes Hidráulicos*. Tese de Doutorado, Brasil, 2005. Disponível em: [www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br)
- [14] MATOS L. V., *Investigação da Influência de Geração Dispersa Baseada em Fontes Alternativas na Tarifação de Uso do Sistema de Transmissão*. Tese de Mestrado, Brasil, 2005.
- [15] CASTRO A. L., *Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termoelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando Teoria das Opções Reais*. Tese de Mestrado, Brasil, 2000. Disponível em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/abstract.html>
- [16] OLIVEIRA A. M., *Estratégia Ótima de Oferta de Preços no Mercado de Curto Prazo em Sistema com Predominância Hidrelétrica*. Tese de Doutorado, Brasil, 2003. Disponível em: [www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br)
- [17] JUNIOR A. O. P., *Considerações sobre as Recentes Reformas do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de Graduação, Brasil, 2001.
- [18] POWERWORLD CORPORATION, *PowerWorld Simulator - Versão 13 – User's Guide*. Programa PowerWorld - Manual do Usuário, USA, 2007. Disponível em: <http://www.powerworld.com/>
- [19] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, *Institucional*. Site, Brasil, 2007. Disponível em: [http://www.ons.org.br/institucional/o\\_que\\_e\\_o\\_ons.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx)
- [20] ELGERD O. I., *Electric Energy Systems Theory – An Introduction*. Livro, USA, 1982.

- [21] BORGES C. L. T. e HAZAN S. S., *Análise de Sistemas de Potência. Apostila*, Brasil, 2005.
- [22] BEZERRA B. V., *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Tese de Mestrado, Brasil, 2006. Disponível em: [www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br).
- [23] BORGES C. L. T., *Aplicação de Computadores a Sistemas de Potência. Apostila*, Brasil, 2005.
- [24] CHILDRESS R. L., *Sets, Matrices, and Linear Programming*. Livro, USA, 1974.
- [25] CINTRA R. J., *Notas de Aula de Programação Linear*. Notas de Aula, Brasil, 2007. Disponível em: <http://www.de.ufpe.br/~rjdsc/teaching/2006.2/et610/handout/PL.pdf>
- [26] O GLOBO, *Nova Crise do Gás se Anuncia. Jornal*, Brasil, 2007.
- [27] BORNSTEIN C., *Simplex Revisado*. Livro, Brasil, 1981.
- [28] STAMFORD A., *Introdução a Programação Linear. Apresentação*, Brasil, 2006. Disponível em: [www.ceset.unicamp.br/~marlih/ST565/2003\\_1\\_pl5%5B1%5D.ppt](http://www.ceset.unicamp.br/~marlih/ST565/2003_1_pl5%5B1%5D.ppt)
- [29] AZEVEDO A. T., *O Método Simplex Revisado. Notas de Aula, Brasil*, 2001.
- [30] NOGUEIRA F. M. A., *O Método Simplex para Programação Linear*. Notas de Aula, Brasil, 2007. Disponível em: <http://www.engprod.ufjf.br/fernando/epd015/simplex.pdf>
- [31] LANNA A. E., *Programação Linear – Tópicos Avançados*. Apostila, Brasil.
- [32] PETROBRAS, *Destaques Operacionais*. Site, Brasil. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/GasEnergia/Precos.asp>
- [33] ANEEL, *Valor Normativo para Energia Termoelétrica a Gás Natural*. site, Brasil, 1999. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\\_Publica/audiencia\\_proton/1999/ap002/mauricio1.doc](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/1999/ap002/mauricio1.doc)
- [34] ANEEL, *Valor Normativo para Energia Termoelétrica a Óleos Combustíveis*. site, Brasil, 1999. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\\_Publica/audiencia\\_proton/1999/ap002/Ct-005.doc](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/1999/ap002/Ct-005.doc)
- [35] HANSEN, P., MILADENOVIC, N, *A Separable Approximation Dynamic Programming Algorithm for Economic Dispatch with Transmission Losses*, Artigo, Canada, 2002. Disponível em: [www.doiserbia.nbs.bg.ac.yu/.../ft.aspx?id=0354-02430202157H](http://www.doiserbia.nbs.bg.ac.yu/.../ft.aspx?id=0354-02430202157H)
- [36] OLIVEIRA, A. M., *Estratégia Ótima de Oferta de Preços no Mercado de Curto Prazo em Sistemas com Predominância Hidrelétrica*, Tese de Doutorado, Brasil, 2004. Disponível em: [www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br).

- [37] NÚCLEO DE EXCELÊNCIA EM ENGENHARIA DO PETRÓLEO, *Biblioteca Virtual*, Artigo, Brasil. Disponível em:  
<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE73/artigo1.htm>.